

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.245.4(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Григорьев Василий Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимовна Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020г.

Планируемые результаты обучения

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
P2	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	Требования ФГОС ВО ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
P4	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3, ППК-4, ППК-6,
P5	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
P6	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	Требования ФГОС ВО ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	Требования ФГОС ВО ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	Требования ФГОС ВО ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Григорьеву Василию Андреевичу

Тема работы:

Анализ применения эффективных пакерных технологий для добычи нефти в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ применения пакерных технологий; Анализ осложненных условий, нуждающихся, в применении пакерных технологий; Опыт применения установок; Пакерные технологии, эксплуатируемые в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Практика применения пакерных технологий в»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна

осложненных условиях эксплуатации скважин»	
«Анализ применения современных пакерных технологий в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Комплексный поход к применению пакерных технологий»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Якимовна Татьяна Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, к.т.н Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Практика применения пакерных технологий в осложненных условиях эксплуатации скважин	
Анализ применения современных пакерных технологий в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири	
Комплексный поход к применению пакерных технологий на нефтяных месторождениях.	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Григорьев Василий Андреевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.06.2020
--	------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.02.2020	Практика применения пакерных технологий в осложненных условиях эксплуатации скважин	25
11.03.2020	Анализ применения современных пакерных технологий в процессе добычи нефти на месторождениях Западной Сибири	30
04.04.2020	Комплексный подход к применению пакерных технологий на нефтяных месторождениях	25
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Обозначения, определения и сокращения

- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- НКТ** – насосно-компрессорные трубы;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ЖГ** – жидкость глушения;
- ГНО** – глубинно-насосное оборудование;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- ОЗЦ** – ожидания затвердевания цемента;
- КВЧ** – количество взвешенных частиц;
- ЭК** – эксплуатационная колонна;
- ОК** – обсадочная колонна;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ПЭД** – подземный электродвигатель;
- ПЗС** – призабойная зона скважины;
- ПАВ** – поверхностные активные вещества;
- МРП** – межремонтный период;
- НСИ** – извлекаемый струйный насос;
- МРГ** – муфта разъемная гидравлическая;
- ЦА** – цементируемый агрегат;
- КПО** – компоновка подземного оборудования;
- УСШН** - установка скважинных штанговых насосов;
- ИМП** - инструмент посадочный механический;
- КПГ** – клапан предохранительный гидравлический;
- КПЭ** – клапан предохранительный;
- АКЖ** – антикоррозионная жидкость;

КУМ – клапан уравнильный механический;
УС – устройство скользящее;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
КОТ – клапан обратный трехпозиционный;
ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;
ШГН – штанговый глубинный насос;
БТ – блок телеметрии;
РЭК – регулируемый электроклапан.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 страниц, в том числе 42 рисунков, 15 таблицы. Список литературы включает 21 источник. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: пакерные технологии, пакер, компоновка, осложнения, изоляция, клапан, газ, отложения, негерметичность, обводненность

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и технологические методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ применения пакерных установок для добычи нефти в осложненных условиях.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация различных устройств пакерных установок. Проведен анализ технологий, применяющихся в осложненных условиях. Проанализированы современные методы борьбы в данной области.

В результате исследования была проведена оценка использования пакерных установок в соответствии с сопутствующим для них осложнениями.

Область применения: осложненный фонд скважин Западной Сибири.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	13
1.1 Анализ применения пакерных установок	13
1.2 Особенности отечественных и зарубежных пакерных установок.....	16
1.3 Анализ осложнений скважин в процессе добычи нефти и газа.....	18
1.3.1 Образования и причины увеличения интенсивности асфальтосмолопарафинистых отложений в насосно-компрессорных трубах.. ..	18
1.3.2 Влияние изменения газового фактора на процесс добычи нефти и газа.. ..	24
1.3.3 Образование кольматации в призабойной зоне скважины	29
1.3.4 Возникновение механических примесей в скважине и воздействие их на работу установки электроцентробежного насоса	33
1.3.5 Заколонные перетоки пластовых флюидов в скважину	38
1.3.6 Негерметичность эксплуатационной колонны и нагнетательных скважин	43
1.3.7. Обводненность скважин	45
1.4 Опыт применения пакерных технологий.....	48
2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	55
2.1 Пакерные технологии, эксплуатируемые в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири.....	55
2.2 Технические особенности характеристик применяемого оборудования...72	
2.3 Анализ напряженно-деформированного состояния базовых узлов пакера87	
2.4 Интеллектуализация пакерных компоновок.....	94
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ . ..	100
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	102

4.1 SWOT-анализ.....	102
4.2 Оценка эффективности внедрения пакеров	104
4.3 Экономическая выгода использования пакерного оборудования.....	109
4.4 Экономическая эффективность пакерного оборудования, как альтернатива проведения РИР.....	110
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	112
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	112
5.2 Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке	113
5.3 Экологическая безопасность	118
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	119
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	122
Приложение А	125
Приложение Б:.....	126

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 выпускной квалификационной работы является анализ применения пакерных технологий для добычи нефти в осложненных условиях.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Анализ применения пакерных технологий.
2. Анализ осложненных условий, нуждающихся в применении пакерных технологий.
3. Анализ пакерных технологий, применяемых в осложненных условиях.
4. Анализ технических особенностей характеристик применяемого оборудования.
5. Комплексный подход к применению пакерных технологий.

1. ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1 Анализ применения пакерных установок

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

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.



Рисунок 1 – Пакер гидромеханический

Область применения:

- для длительной автономной (без связи с НКТ) изоляции требуемого к разобщению участка эксплуатационной колонны;
- для технологических операций на длительный срок, при которых происходит циклический перепад давления на пакер;
- для многократно повторяющихся технологических операций за одну установку пакера, связанных с созданием давления и прокачки жидкости со знакопеременным перепадом давления;
- для эксплуатации, проведения РИР, установки многопакерных компоновок и других технологических операций при КРС;

Среди основных достоинств пакеров можно выделить:

- содержание раздвижных опор, препятствующих выдавливанию резиновых уплотнительных элементов в межтрубный зазор, что повышает надежность герметизации и облегчает срыв пакеров;
- применение пакера с клапаном-отсекателем исключает операции глушения продуктивного пласта, соответственно, устраняет негативные факторы, связанные с контактом жидкости глушения с продуктивным пластом, и снижает прямые затраты на ремонт скважин;
- надежная герметизация эксплуатационной колонны на длительный срок, в том числе и при циклической подаче нагнетательной жидкости.
- создание регулируемых депрессий с использованием возможностей клапана-отсекателя;
- отсутствие прямого контакта пластового флюида с уплотнительными поверхностями на клапане-отсекателе обеспечивает его длительное и многократное применение;
- возможность в определенных условиях не привлекать бригады КРС и производить очистку ПЗП с помощью клапана-отсекателя и компрессора;

К слабым же сторонам можно отнести:

- резиновые уплотнительные элементы пакера под воздействием значительных и продолжительных сжимающих нагрузок затекают в кольцевой зазор между корпусом и обсадной колонной, приобретают большую остаточную деформацию и твердеют, вызывая залипание пакера в колонне;
- дюралюминиевые кольца пакеров при их извлечении часто разрушаются, что приводит к заклиниванию пакера в обсадной колонне;
- конструкция пакеров не позволяет осуществлять принудительную промывку подпакерной и надпакерной зон скважины и промывка этих зон возможна лишь самоизливом;
- частые поломки шлипсов и пружин;
- возможность самопроизвольной распакеровки шлипсовых пакеров;
- не надежная герметичность пакеровки;
- самопроизвольное срабатывание пакера при спускоподъемных операциях;
- вероятность прихвата пакера в скважине;

1.2 Особенности отечественных и зарубежных пакерных технологий

Приблизительно 80% самостоятельного отечественного рынка, глубинного оборудования занято компаниями, самым крупным, из которых считаются ООО НПФ «Пакер», занимая приблизительно в 30%, все остальное поделено между ООО «Югсон-Сервис», ООО НПФ «Геоник», ООО НПФ Завод «Измерон» и прочими. Однако Российские изготовители сосредоточены в большей степени в сравнительно легком при эксплуатации и широко применяемом оборудовании. Такие компании как – «Schlumberger», «Halliburton», «TAM International» и прочие – в свою очередь изготавливают оборудование, которое выполнено с учетом всех возникающих потребностей при эксплуатации.

ООО НПФ «Пакер» образована в 1992 году и на сегодняшний день является динамично развивающейся машиностроительной компанией —лидером на внутреннем рынке пакерно-якорного оборудования стран СНГ. Компания

занимаемся разработкой, производством, поставкой и сервисным обслуживанием внутрискважинного подземного оборудования практически для всех предприятий нефтегазового комплекса ближнего зарубежья. Имеются сервисные центры и представительства в разных регионах стран СНГ.

ООО НПФ «Пакер» предлагает продукцию и услуги, соответствующие между народных стандартов самого высокого уровня качества. Система менеджмента сертифицирована по стандарту ISO 9001:2015 спецификации эксплуатации API.

ООО «Югсон-Сервис» - уникальное производственно-сервисное предприятие, занимающее одну из лидирующих позиций на рынке пакерно-якорного оборудования России и стран СНГ.

В общей сумме все зарубежные компании занимают 15% скважинного оборудования рынка стран СНГ, самым большим поставщиком является «Schlumberger» – 8%, «Halliburton» – порядка 3%; все остальное поделено между такими компаниями как «TAM International», «Packers Plus Energy Services», «Baker», «DLA» и прочими. Модернизированные пакеры иностранных изготовителей применяются в большей степени для многопластовых закачиваний, ГРП, а кроме того для проведения обработок призабойной зоны с значительными темпами закачки и огромным объемом пропанта.

«Schlumberger» предлагает продукты и услуги, способствующие максимизации эффективности и продуктивности — от простых и надежных эксплуатационных пакеров до сложных многоступенчатых систем с электронным мониторингом и функцией контроля.

Пакеры конструируются и конфигурируются таким образом, чтобы соответствовать конкретным условиям ствола скважины и коллектора. В частности, применяются одинарные или двойные пакеры, пакеры для одноколонных и двухколонных НКТ, а также для различных режимов температур и давления.

Основное требование, предъявляемое к пакерам и смежным инструментам, относится к необходимости обеспечения эффективного потока из пласта в НКТ

(эксплуатационную колонну), а также для обеспечения эффективной закачки в пласт.

«ТАМ International» является частной нефтегазовой сервисной компанией, поставляющей наполняемые и разбухающие пакеры, а также сопутствующие внутрискважинные инструменты и услуги для нефтегазовой отрасли.

1.3 Анализ осложненных условий, нуждающихся в применении пакерных технологий в процессе добычи нефти и газа

1.3.1 Образования и причины увеличения интенсивности асфальтосмолопарафинистых отложений в насосно-компрессорных трубах

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО.

Асфальтосмолопарафинистые отложения – это природный композитный материал, состоящий из 10–15 органоминеральных веществ и соединений. Отложения представляют собой, как правило, мазеподобную суспензию или эмульсию с высокой прилипаемостью к различным поверхностям. Отложения на внутренней стенке НКТ в основном формируются органическими и неорганическими веществами. Из органических веществ в составе АСПО имеются: высокомолекулярные парафины – 20–60 %, селикагелевые смолы – 10–25 %, асфальтены – до 5 %. В состав отложений входят и неорганические вещества: механические примеси до 15 %, соли.



Рисунок 2 – АСПО в насосно-компрессорных трубах

Парафины – это вещества от серо-белого до черного цвета. Парафины в основном представлены углеводородами с числом атомов углерода в молекуле от 22 до 28. Парафины выделяются (кристаллизуются) из нефти при вымораживании (депарафинизации), молекулярный вес до 500 г/моль, плавятся при температуре выше 30°C, плотность ниже 0,9 г/см³ (часто 0,8–0,9 г/см³), растворимы в ароматических растворителях. Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя увеличивается с нуля на глубине 900–300 м до максимума на глубине 200–50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к увеличению гидравлических сопротивлений потоку и снижению дебита. Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе, обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением легких компонентов и ее окислением, а также при контакте нефти с водой.



Рисунок 3 – Парафины

Асфальтены – это твердые аморфные вещества от темно-бурого до черного цвета. Растворяются в ароматических углеводородах, не растворимы в бензине. При нагревании размягчаются, но не плавятся, в нефти присутствуют в виде коллоидов. Выпадают в осадок при разведении нефти в бензине (1:20).



Рисунок 4 – Асфальтены

Смолы – вещества от светло-коричневого до черного цвета (молекулярный вес 500–1200) от липкой текучей массы до хрупкого аморфного твердого вещества. Плотность 0,99–1,08 г/см³. Хорошо растворимы в нефтяных растворителях.

Асфальтены и смолы относятся к поверхностно-активным компонентам нефти, содержание этих компонентов меняется в широких пределах. Присутствие этих компонентов оказывает значительное влияние на процесс кристаллизации парафинов и называют модификаторами кристаллической структуры.

В случае, когда в составе добываемой нефти преобладают парафины, по мере подъема и охлаждения нефти увеличивается толщина отложений, из-за интенсивной кристаллизации и формирования более прочной крупнокристаллической структуры. Это обуславливает формирование профилей АСПО с постоянным нарастанием толщины к устью скважины.

При эксплуатации нефтяных скважин отложения АСПО в НКТ уменьшают их полезное сечение и, как следствие, значительно снижают добычу нефти и увеличивают расход электроэнергии при ее откачке. В крайних случаях АСПО приводят к остановке скважин из-за полного перекрытия поперечного сечения НКТ или наличия АСПО в скважинных насосах. Интенсивность выпадения АСПО в нефтепромысловом оборудовании добывающих скважин определяется, в основном, составом и физико-химическими свойствами нефти, а также условиями эксплуатации скважин (дебит и обводненность продукции).

Известны две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно

на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытой парафином поверхности более крупных кристаллов.

На образование АСПО существенное влияние оказывают:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- уменьшение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

В ПЗП перечисленные факторы меняются непрерывно от периферии к центральной области в скважине, а в самой скважине – от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Место выделения АСПО может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины. Среди условий, способствующих образованию отложений, можно назвать снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. Известно, что растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти. При этом преобладает температурный фактор. Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определённой глубине, а также теплопроводности кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной. Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их

образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности трубы, флотирующих взвешенные частицы парафина и асфальтосмолистых веществ. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0-50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Шероховатость стенок и наличие в системе твердых примесей способствуют также выделению из нефти парафина в твердую фазу.

Кроме указанных основных факторов на интенсивность парафинизации трубопроводов при транспортировании обводненной продукции скважин могут оказывать влияние обводненность продукции и величина рН пластовых вод. Причём влияние этих факторов неоднозначно и может быть различным для разных месторождений.

Существенное влияние на процесс отложения выделившегося из нефти парафина на стенках НКТ оказывает скорость движения флюида и состояние поверхности труб.

В промысловых условиях выпадение АСПО на внутренней поверхности НКТ возможно лишь при скоростях подъема нефти ниже 6,0–6,5 м/сек, так как при более высоких скоростях происходит срыв образующихся парафиновых отложений.

Анализ промысловых данных многих месторождений Западной Сибири показал, что нефти с плотностью от 810 до 860 кг/м³, с содержанием парафина от 1,5 до 8 %, малосмолистые (содержание смол до 8 %) образуют АСПО. Фонд

скважин, где возможны отложения смол, асфальтенов и парафинов, имеют дебиты до 50 т/сут обводненность до 40–45 %.

Также, к факторам, обуславливающим увеличение интенсивности АСПО в НКТ, относятся:

- высокое содержание парафина в нефти повышает температуру насыщения нефти парафином и увеличивает массу кристаллического парафина ниже этой температуры;
- охлаждение жидкости при интенсивном разгазировании нефти в НКТ;
- малые дебиты скважин, при которых понижается температура жидкости и невысокая скорость ее подъема препятствует срыву выпавших АСПО на внутренней поверхности НКТ;
- низкая обводненность. Увеличение ее приводит к росту температуры жидкости за счет увеличения теплоемкости и гидрофилизации поверхности НКТ, препятствующей осаждению АСПО на эту поверхность.
- электрокинетические явления, вызывающие электризацию как поверхности стенки трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу;
- структура потока, оказывающая влияние на отложения парафина: установлено, что наибольшие отложения возникают при поточном режиме, когда газ является дисперсной фазой.

Таблица 1 – Условия образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Условия образования АСПО	Подъемные трубы диаметром, мм			Расстояние от штуцера, м	
	62	73	89	1,5	4,0
Термодинамические условия в подъемных трубах при нормальной работе скважины на глубине – начала отложения парафина:					
Давление, Мпа	3,6	4,4	3,8		
Температура, С	20	24	24,5		
То же, на глубине отложения твердого парафина					

Продолжение таблицы 1

Давление, Мпа	2,6	2,6	2,5		
Температура, С	18	18	17		
Время полного парафинирования, ч					
	76	118,5	142		
Температура плавления парафина, С, на глубине, м :					
0	68	-	68	65	62,5
200	72	73	69		
400	75	74	74		
600	77	75	75		
Содержание парафина в парафиновой массе %, на глубинах, м:					
0	58	-	61	43	
200	43,6	43,6	48		
400	41,5	46	41		
600	34	-	34		
Содержание асфальтенов, %	-	2,08	-	2,2	2,9
Содержание смол, %	-				
Плотность при 20 С, кг/м ³	-	91,7	-	-	-

1.3.2 Влияние изменения газового фактора на процесс добычи нефти и газа

В пластовых условиях (при пластовых давлениях) газ находится в растворённом состоянии и только при снижении давления начинает выделяться из нефти. Количество растворённого в нефти газа характеризуется понятием газовый фактор. Этот показатель используется при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений. Газовый фактор представляет собой объёмное содержание газа в единице массы нефти.

Пластовый газовый фактор фактически отражает содержание газа в нефти. Рабочий газовый фактор представляет собой сумму объёмов газа, растворённого в нефти, и газа дополнительных источников.

Пластовый газовый фактор — это количество нефтяного газа, приведённое к стандартным условиям (20°С и 0,101 МПа), отнесённое к одной тонне нефти, отобранной в пластовых условиях и разгазированной при однократном снижении давления от пластового до атмосферного. Пластовый газовый фактор необходим для подсчёта запасов растворённого в нефти газа, сравнения физико-химических характеристик различных пластовых нефтей, создания Технологической схемы

разработки месторождения и контроля на этой основе за разработкой и эксплуатацией месторождения.

Рабочий газовый фактор — это количество нефтяного газа, приведённое к стандартным условиям (20°C и 0,101 МПа), отнесённое к одной тонне добытой нефти, разгазированной по ступеням сепарации, которые приняты для данного месторождения — с учётом газа, выделяющегося из нефти при её подготовке. Рабочий газовый фактор необходим при текущем и перспективном планировании объёмов газа, которые будут добыты и использованы для технологических и производственных нужд.

Как показывает практика, наиболее точное количество попутного нефтяного газа на перспективу можно вычислить с помощью рабочего газового фактора. Именно этот показатель учитывает помимо газа, извлекаемого вместе с нефтью на поверхность, ещё и так называемый газ дополнительных источников, также относящийся к категории нефтяного. Газ дополнительных источников и чисто нефтяной газ извлекаются из нефти совместно на объектах добычи и подготовки нефти. Он подразделяется на:

- газ газовых шапок, прорывающийся из газовой шапки к забоям нефтяных скважин и добываемый совместно с нефтью;
- газ возврата, поступающий в нефтяные скважины из коллектора спустя некоторое время после закачки его в нефтяной пласт с целью повышения нефтеотдачи (компрессорный газлифт).

Точный объём газа дополнительных источников учесть сложно, а в некоторых случаях невозможно. Тем не менее, этот газ всегда приводит к увеличению проектных показателей количества попутного нефтяного газа, выделяющегося из нефти при её добыче и подготовке.

Из опыта разработки нефтяных месторождений известно, что помимо естественной газовой шапки в пласте может образовываться так называемая искусственная газовая шапка. Если на начальной стадии разработки нефтяного

месторождения пластовое давление опускается ниже давления насыщения, то происходит внутрипластовое разгазирование нефти и в последующем такое месторождение эксплуатируется в режиме растворённого газа.

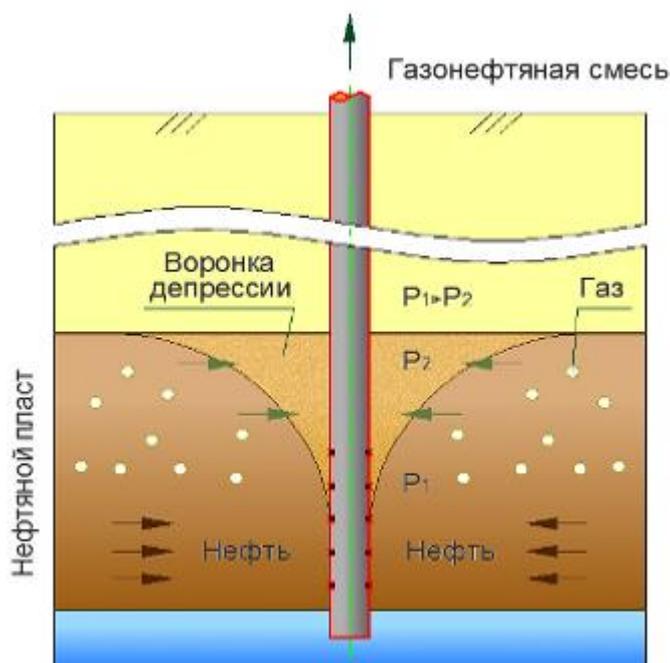


Рисунок 5 – Воронка депрессии

В этом случае газ, выделяющийся из нефти прямо в пласте, создаёт искусственную газовую шапку, которая начинает прорываться к забоям скважин, создавая воронки депрессии. Ввиду своих физико-химических свойств попутного нефтяного газа продвигается в пласте гораздо быстрее, чем нефть и вода. В результате этого на поверхности появляется дополнительное количество газа, которое резко увеличивает рабочий газовый фактор (в отличие от пластового газового фактора, считающегося неизменным).

Повышение температуры подогрева нефти в процессе её подготовки также увеличивает рабочий газовый фактор. Это происходит за счёт перехода части лёгких компонентов нефти в газообразное состояние. Однако такое увеличение незначительно.

По мере истощения залежи, объём растворённого в нефти газа постепенно уменьшается, что приводит к изменению рабочего газового фактора. Уменьшение

количества газа также приводит к снижению нефтеотдачи пластов. При таких обстоятельствах прогнозировать динамику изменения газовых факторов проблематично. И всё же практикой установлено, что в конце расчётного периода пластовый газовый фактор добываемой нефти всегда будет намного меньше своего первоначального значения.

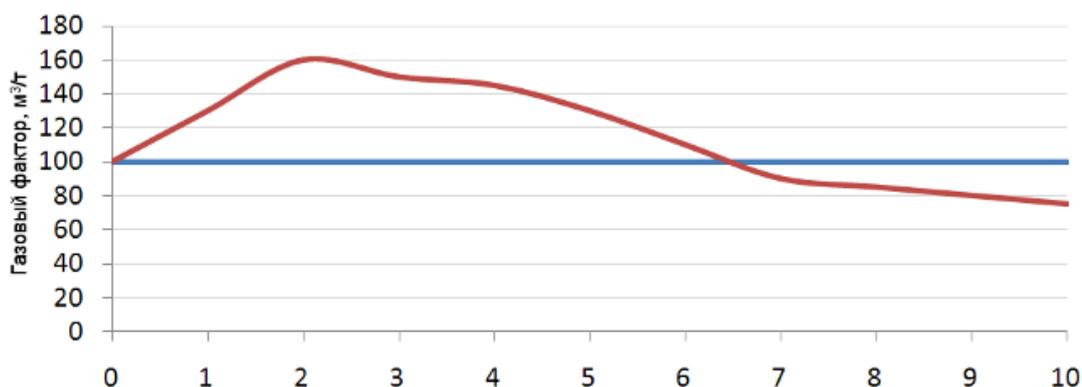


Рисунок 6 – Изменение пластового и рабочего газового фактора во времени

На нефтяных месторождениях, где процесс ППД не отстаёт от темпа отбора жидкости, в залежи поддерживается упруговодонапорный режим. Пластовое давление остаётся выше давления насыщения и газ не выделяется из нефти непосредственно в пласте, а только на поверхности при её подготовке. В этом случае, чтобы рассчитать прогноз добычи попутного нефтяного газа достаточно использовать газовый фактор, определённый на основе глубинных проб нефти (пластовый газовый фактор). При упруговодонапорном режиме эксплуатации залежи газовый фактор остаётся стабильным продолжительное время.

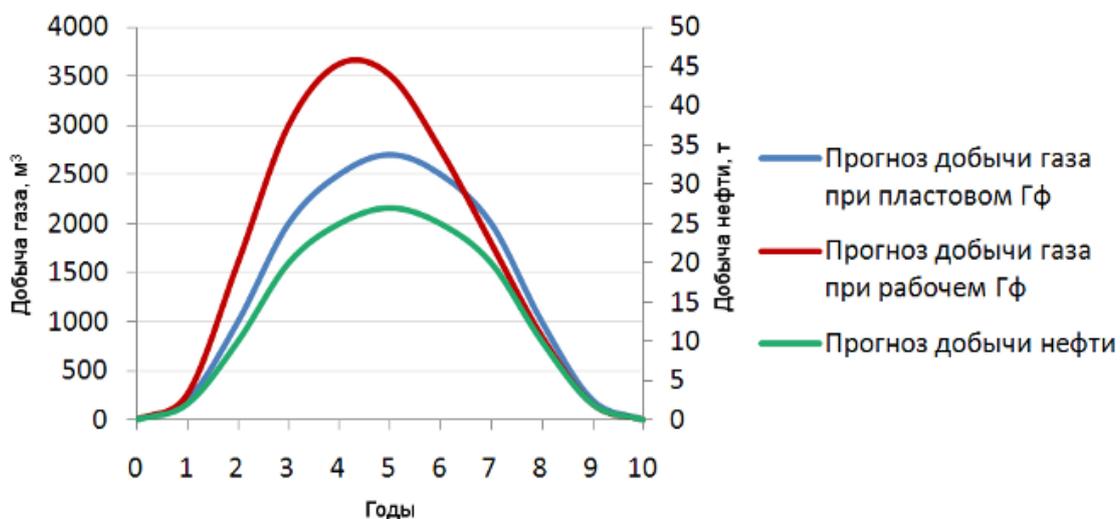


Рисунок 7 – Прогноз добычи нефти и газа при пластовом и рабочем газовом факторе

При увеличении обводненности продукции нефтедобывающих скважин происходит рост замеренного газового фактора за счет выделения растворенного газа из пластовой воды. В пластовых условиях при контакте нагнетаемой воды и нефти происходит диффузия легких газовых компонентов нефти (азот, углекислый газ, метан, этан, пропан) в воду, в том числе из неизвлекаемой части запасов нефти. В результате вода насыщается газом, а нефть становится более вязкой и тяжелой. Плотность как добываемой, так и неизвлекаемой нефти может изменяться на 10–20 кг/м³, а коэффициент динамической вязкости – до 30 % от своего начального значения. При этом газонасыщенность невовлеченных в разработку запасов нефти соответственно снижается.

При высокой обводненности суммарный объем растворенного в воде газа становится сопоставимым с объемом газа, растворенным в добываемой нефти, что сказывается на величине газового фактора. Статистический анализ замеров газового фактора на устье скважин для одного из добывающих предприятий Западной Сибири показал, что при обводненности продукции скважин свыше 90% наблюдается двукратное превышение промыслового газового фактора над проектным значением.

Увеличение обводненности продукции нефтедобывающих скважин сказывается не только на увеличении газового фактора, но и на термодинамических условиях подготовки нефти. С ростом обводненности при удержании объемов добычи нефти увеличивается дебит скважин по жидкости, ее теплоемкость и скорость движения многофазного потока по лифтовым колоннам в скважинах и наземным трубопроводам. Рост объемов добычи жидкости приводит к повышению ее температуры на объектах подготовки нефти, где осуществляется сепарация газа от нефти. Поскольку с увеличением температуры часть углеводородов из нефти начинает переходить в газообразное состояние, то объем сепарированного газа увеличивается, а товарной нефти снижается. Газовый фактор как промысловая эксплуатационная характеристика добычи углеводородов, равный отношению объема газа к массе нефти, при этом возрастает.

1.3.3 Образование кольматации в призабойной зоне скважины

Кольматация - процесс естественного проникновения или искусственного внесения мелких (главным образом коллоидных, глинистых и пылеватых) частиц и микроорганизмов в поры и трещины горных пород, а также осаждение химических веществ, способствующее уменьшению водо- или газопроницаемости.

Загрязнение призабойной зоны существенно влияет на производительность скважин проницаемость пласта, определяемую по результатам гидродинамических исследований. При этом под кольматацией понимают загрязнение призабойной зоны буровым раствором при вскрытии продуктивного пласта, ухудшение свойств призабойной зоны при цементации, перфорации продуктивного интервала, набухании глин и т.д.

Кольматация призабойной зоны скважины может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их

проницаемость. При первичном вскрытии на репрессии возможно и разрушение цементирующего вещества терригенного коллектора в ПЗС и кольтматация фильтрационных каналов. В процессе эксплуатации добывающей скважины кольтматация возможна и вследствие облитерации, отложения асфальто-смолопарафиновых компонентов нефти, солей и т.п. При эксплуатации нагнетательной скважины кольтматация возможна из-за отложений в ПЗС механических частиц, поступающих с закачиваемой при ППД водой, а также других твердых примесей (соли, продукты коррозии труб и т.п.).

Высокое фильтрационное сопротивление в призабойной зоне скважины может быть обусловлено геологическими характеристиками нефтяного пласта, физическими свойствами добываемой жидкости (высоковязкие и высокопарафинистые нефти) или факторами, вызывающие частичную закупорку микроканалов в пористой среде и, соответственно, ухудшающие проницаемость призабойной зоны скважины в процессе различных технологических операций.

К таким технологическим операциям можно отнести:

- бурение скважины и цементирование обсадной колонны;
- освоение и глушение скважин (с применением промывочных жидкостей и жидкостей глушения);
- перфорация;
- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- эксплуатация скважины и др.

Во время вскрытия продуктивного пласта бурением происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в приводящие фильтрационные каналы породы. Для предотвращения нефтегазопроявлений при бурении приходится создавать гидростатическое давление столба жидкости (бурового раствора) значительно превышающее пластовое давление, так же при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт при

спускоподъемных операциях. Набухание глинистых частиц представляет собой достаточно сложное явление, возникающее при проникновении в пласт пресной воды или воды другой минерализации. Оно происходит в результате нарушения физико-химического равновесия между глиной, пластовой водой и водой, проникающей в пласт по какой-либо причине.

В определенных условиях при соприкосновении воды с нефтью и нефти с водой могут происходить флокуляция и оседания твердых частиц в призабойной зоне и постепенная закупорка порового пространства. Взвешенные вещества могут отлагаться в виде пленки на внутренней поверхности порового пространства. Такое явление наблюдается как во время вскрытия нефтяного пласта, так и в процессе освоения скважины с применением воды или глинистого раствора. Вследствие этого образуется корка, на стенках ствола скважины состоящая из твердых частиц бурового раствора с размерами большими, чем поры продуктивного пласта, и, следовательно, не проникающих в каналы пористой среды.

В процессах капитального и подземного ремонтов скважин в качестве жидкости глушения чаще всего применяются вода или глинистый раствор. Если нефтяной коллектор имеет низкую проницаемость, а также характеризуется содержанием глинистых фракции, то физический контакт жидкости глушения с породой пласта приводит к образованию в призабойной зоне мелких песчинок и ила. При определенных условиях они закупоривают часть порового пространства породы. Тот же эффект может наблюдаться в процессе освоения скважины, когда в качестве промывочной жидкости используют воду или жидкость на водной основе.

При ремонтно-изоляционных работах, когда технологическая схема подразумевает закачивания рабочих агентов в скважину и продавливание его в изолируемый интервал, возникает сложная гидродинамическая обстановка в призабойной зоне обрабатываемых скважинах обусловленная физическим контактом изоляционного материала (гелеобразующие составы) с геологической породой пласта. Если обработку производят в малодебитных добывающих

скважинах с небольшим пластовым давлением и низкой проницаемостью нефтяного пласта отрицательный эффект усиливается.

Слабая устойчивость коллекторских пород фильтрационному размыву во время эксплуатации скважины обуславливает разрушение скелета пласта и поступление частиц песка на забой скважины. Наиболее крупные частицы песка осаждаются на забое скважины, образуя при этом песчаную пробку. Образовавшаяся песчаная пробка частично или полностью перекрывает скважинный фильтр. Находясь над кровлей продуктивного горизонта, вследствие малого сечения ствола скважины она действует как забойный штуцер, создающий значительное сопротивление на пути восходящего потока жидкости. Если к тому же она частично или полностью перекрывает скважинный фильтр, то создаются еще большее дополнительное сопротивление, препятствующее движению фильтрационных потоков в слоях пласта, расположенных против песчаной пробки. Причем нижняя часть пласта оказывается под большим противодействием, чем верхняя часть, что равносильно уменьшению величины созданной в скважине депрессии.

Основываясь на теоретические и лабораторные исследования, и на промысловые данные было выявлено, что засорение фильтрационных каналов породы твердыми частицами глинистого раствора, частицами выбуренной породы, песком, илом и т.д., в процессе вышеперечисленных технологических операций снижают относительную проницаемость для нефти в 5-6 раз. При этом большое влияние оказывает глубина проникновения фильтрата бурового раствора.

В значительном числе научных исследований, посвященных снижению влияния коагуляции, рекомендуется использовать буровые растворы на углеводородной основе или применять ПАВ. Использование бурового раствора на углеводородной основе практически исключает возможность набухания глин при вскрытии заглинизированных песчаников. Добавление ПАВ в буровой раствор на водной основе снижает адсорбционную активность воды глинистыми частицами, а также улучшает возможность очищения призабойной зоны от загрязнения в

процессе освоения скважины. Частичного очищения призабойной зоны от кольтматации можно добиться вскрытием продуктивного интервала с промывкой полимерными растворами, восстановлением коллекторских свойств призабойной зоны путем создания в пласте циклических депрессий.

1.3.4 Возникновение механических примесей в скважине и воздействие их на работу установки электроцентробежного насоса

Механические примеси содержатся в сырой нефти в виде песка, глинистых минералов и различных солей, которые находятся во взвешенном состоянии. При исследованиях нефтей большое содержание механических примесей может в значительной степени повлиять на правильность определения таких показателей, как плотность, молекулярная масса, коксуемость, содержание серы, азота, смолисто-асфальтеновых веществ и микроэлементов.

Выделяют четыре основных типа источников возникновения механических примесей:

- пласт – продукт разрушения горных пород, либо это незакрепленный пропант, закаченный при ГРП, а также кристаллы солей.
- технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, непрошедшие должным образом подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.
- эксплуатационные колонны – продукты коррозии.
- само ГНО, неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

Основную долю механических примесей составляют частицы, выносимые из пласта в процессе эксплуатации скважин, но при этом, значительная часть механических примесей имеет непластовое происхождение: продукты коррозии подземного оборудования и частицы, вносимые в скважину в результате проведения ремонтов и геолого-технических мероприятий; нерастворимые твердые включения

в составе жидкости глушения или обломки пропанта после проведения гидроразрыва пласта, а также продукты, образованные взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей.

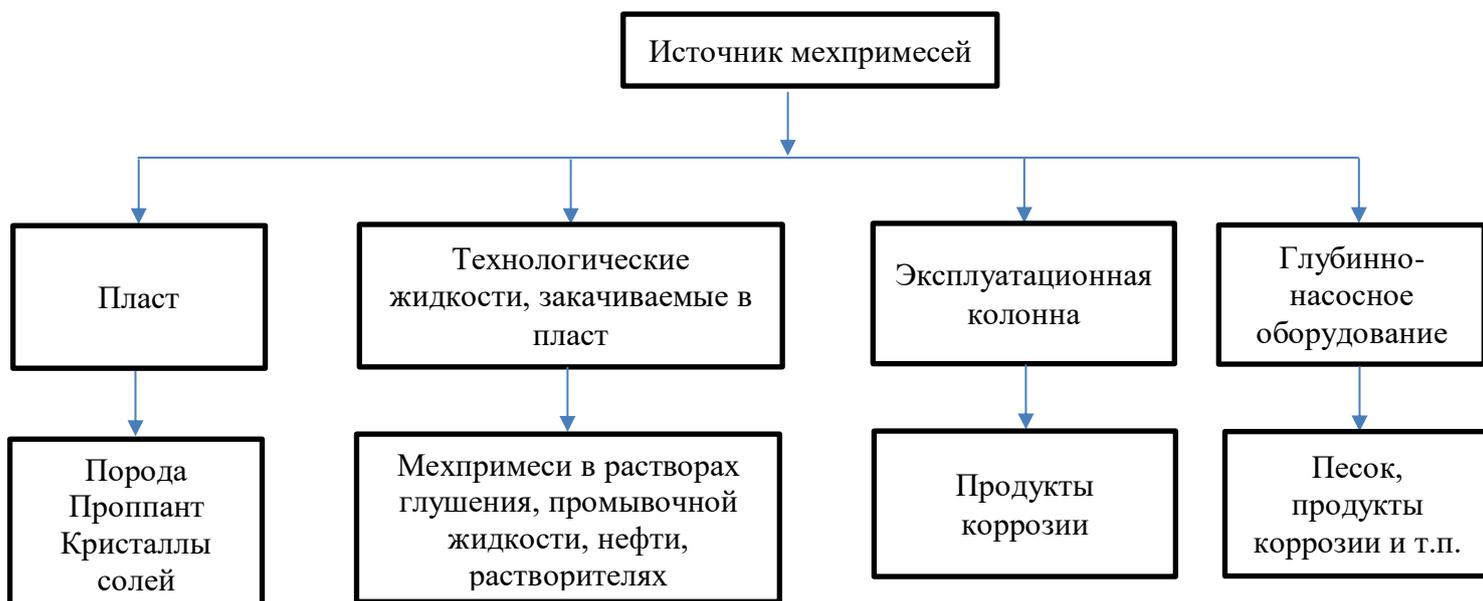


Рисунок 8 – Источники возникновения механических примесей в скважине

Наиболее остро обстоит ситуация на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, когда добыча нефти сопровождается высокой степенью обводненности. Для поддержания уровня добычи нефти необходимо увеличение дебитов скважин, которое неизбежно приводит к высоким скоростям фильтрации, способствующим срыву и выносу механических примесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны вследствие разрушения скелета коллектора на стенках каналов и трещин из-за образования микротрещин. При этом процесс разрушения коллектора будет непрерывным из-за постоянного выноса в скважину частиц разрушенной породы. Возможно, усилением этих процессов объясняется часто встречающийся эффект – повышенный вынос КВЧ при забойном давлении ниже давления насыщения. Предложена классификация причин разрушения коллектора и выноса песка разделением их на три основные группы, исходя из условий возникновения:

– геологические: глубина залегания пласта и пластовое давление; горизонтальная составляющая горного давления; степени сцементированности породы пласта, ее уплотненность и естественная проницаемость; характер добываемого флюида и его фазовое состояние; характеристика пластового песка (угловатость, глинистость); внедрение подошвенных вод в залежь и растворение цементирующего материала; продолжительность выноса песка;

– технологические: дебит скважины; величина репрессии и депрессии на пласт; ухудшение естественной проницаемости (скин-эффект); фильтрационные нагрузки и нарушение капиллярного сцепления песка;

– технические: конструкция забоя; поверхность забоя, через которую происходит фильтрация (интервал вскрытия пласта, открыты или закупорены перфорационные каналы и т.д.);

Таблица 2 – Классификация причин разрушения коллектора и выноса песка

Природа происхождения	Доля в процентах	Состав частиц	Доля в процентах
Пластовое	50-60	Магнитные и железные частицы	25-65
Смешанное	15-25	Минеральные частицы из пласта	20-25
Поверхностное	10-20	Поверхностные частицы	10-50

Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие: глубина залегания пласта и пластовое давление; проницаемость пласта; физико-химические свойства добываемой жидкости; обводненность; характеристики частиц песка; дебит скважины; плотность перфорации; депрессия; тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ. Большинство зарубежных авторов объясняют вынос песка в скважину действием сил трения и образующимся при этом градиентом давления при фильтрации жидкости в скважину. При высоких

градиентах давления и недостаточной прочности цементного материала зерна песчаника отделяются от основного массива и выносятся.

Вынос механических примесей оказывает существенное влияние на показатели наработки УЭЦН. Принято считать, что крупные механические частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие – вибрацию и повышенный абразивный износ. Согласно известным статистическим данным, собранным за последние годы для различных месторождений, процентная доля поломок электроцентробежных насосов от механических примесей намного превосходит влияние других факторов. Проблема механических примесей осложняет не только эксплуатацию насосного оборудования для добычи нефти. Песок вызывает катастрофический износ резьбовых соединений насосных труб: при малейшей негерметичности соединений, особенно в обводненных скважинах, он быстро разъедает резьбу и через образовавшийся канал протекает жидкость, снижая подачу, а в дальнейшем приводит к полному ее прекращению. Благоприятные условия для абразивного износа выносимым из скважины песком существуют в штуцерах фонтанных и газоконденсатных скважин. Штуцера из легированных сталей разъедаются песком в течение 1,5-2 сут, а в отдельных случаях в течение часов. Песок, выносимый из скважин, попадает в промысловую систему нефтегазосбора, забивая сборные трубопроводы, на групповые замерно-насосные установки, забивая замерные узлы, сепараторы, клапаны, а также на установки подготовки нефти или конденсата, забивая технологические емкости и резервуары. При образовании песчаных пробок на забое скважин, снижается дебит скважин, или скважина полностью прекращает подачу продукции. Тогда требуется проведение текущего ремонта по удалению песчаной пробки с забоя скважины.

Проблема выноса механических частиц наиболее сильно проявляется в тех скважинах, где проводились методы воздействия на ПЗП, в том числе и ГРП, последствиями которых являются поступления нецементированных частиц породы, пропанта с пластовыми флюидами в скважину. Как это часто бывает,

предотвращение проблемы выноса мехпримесей по многим критериям оказывается гораздо более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями.

Для профилактики и борьбы с отказами погружного оборудования по механическим примесям осуществляется несколько групп мероприятий:

- ограничение КВЧ в технических жидкостях при бурении и освоении. Подготовка жидкостей глушения (промывок) путем использования фильтров очистки жидкости, либо очищения методом отстоя, периодическая промывка автоцистерн, осуществляющих доставку жидкости, необходимо определять и контролировать определенный показатель КВЧ в жидкостях глушения и в промывочных жидкостях;

– подготовка скважины при ремонте – это очистка призабойной зоны и ствола скважины, в том числе с помощью колтюбинговой установки (гибкими трубами);

– подготовка насосно-компрессорных труб в условиях трубной базы, проведение внутренней мехочистки, мойка труб и комплектация резьбы защитными колпачками;

– промывка зумпфа скважины;

Важным условием увеличения МРП механизированного фонда скважин месторождения является поддержание зумпфа в удовлетворительном состоянии. Скважины месторождений, находящиеся на поздней стадии разработки, требуют периодического тщательного обследования состояния зумпфа и интервала перфорации.

Непосредственная же борьба с механическими примесями и высоким уровнем КВЧ требует индивидуального подхода и осуществляется посредством разработки комплексной технологии по оборудованию скважин фильтрами, укреплению ПЗП, проведению капитального ремонта совместно с ограничением водопритоков, вывод скважины на оптимальный режим с учетом влияния всех действующих факторов.

1.3.5. Заколонные перетоки пластовых флюидов в скважину

Заколонная или затрубная циркуляция, то есть движение флюида по стволу скважины за обсадной колонной или как еще говорят заколонный переток пластовых флюидов, возможен по причине некачественной цементации. Нарушение целостности цемента может быть связано с некачественной или с неудачной первоначальной заливкой, или с изменениями цементного камня под воздействием механических (физических) или физико-химических процессах, протекающих в прискважинной зоне в процессе испытания скважин и разработки месторождения.

Основная причина появления заколонных перетоков является градиент давления, действующий по направлению из пласта в скважину, который возникает вследствие снижения с течением времени гидростатического давления столба цементного раствора. В какой-то момент времени, давление столба цементного раствора становится ниже пластового давления и флюид из пласта начинает двигаться по каналам в заколонном пространстве. Эти каналы могут образовываться как во время ОЗЦ, так и после ОЗЦ.

Заколонные перетоки в скважине могут наблюдаться из одного пласта в другой пласт без выхода в скважину; так же они могут наблюдаться в скважину из пласта, залегающего выше или ниже интервала перфорации; а еще перетока могут наблюдаться из скважины в пласт не вскрытые перфорацией.

При выделении интервалов перетока обязательны проведения исследований по контролю качества цементирования скважины. Заколонные движения флюидов из пласта начинается ещё при ОЗЦ, в процессе формирования цементного камня. Газ и жидкость могут проникать из пласта в цементное кольцо за обсадной колонной и мигрировать в нем только при условии превышения давления в продуктивном пласте над давлением за колонной, которое может быть только гидростатическим. Гидростатическое давление за обсадной колонной может быть создано только столбом жидкости или текучего вещества, но не камня. Миграция газа начинается при ОЗЦ в результате уменьшения гидростатического давления,

создаваемого столбом цементного раствора при его затвердевании. Градиент гидростатического давления уменьшается сначала до давления, создаваемого жидкостью затворения цемента, и становится равным нулю по окончании схватывания цемента, поскольку цементный камень не имеет текучести. В какой-то момент времени давление столба цементного раствора становится ниже пластового давления и флюид из пласта начинает двигаться по заколонному пространству. Анализируя причины появления этих каналов, можно условно их разделить на две группы:

- появляющиеся во время ОЗЦ;
- появляющиеся после ОЗЦ;

Причины появления каналов в заколонном пространстве во время ОЗЦ. В процессе ОЗЦ в цементном камне образуются каналы, главные причины, появления которых приведены на рисунках 6-10. Осложнения, возникающие при спуске и цементировании обсадной колонны, могут привести к возникновению условий, ведущих к нарушению разобщённости продуктивных зон. Одной из самых распространённых проблем является эксцентриситет колонный из-за неправильного размещения центраторов. Цементный раствор при вытеснении ищет путь наименьшего сопротивления и течёт по более широкой части заколонного пространства. Оставляя незаполненным сужение между колонной и пластом. Это пространство может стать каналом для миграции флюидов, на рисунке 9 (А). Неправильно подобранная плотность раствора может стать причиной прорыва в ствол скважины (Б) пластового газа (красная область), который ослабит цемент или создаст в нем зазоры. Цементный камень может начать разрушаться под действием напряжений, вызванных изменениями температуры и давления в скважине. Геометрия областей размыва (В) часто обуславливает недостаточные скорости потока при промывке скважины и повышенные отложения глинистой корки. Оставленные таким образом загрязнения в скважине создают ослабления в

цементном кольце, которые при их большом количестве или объёме превращаются в каналы для заколонных перетоков.

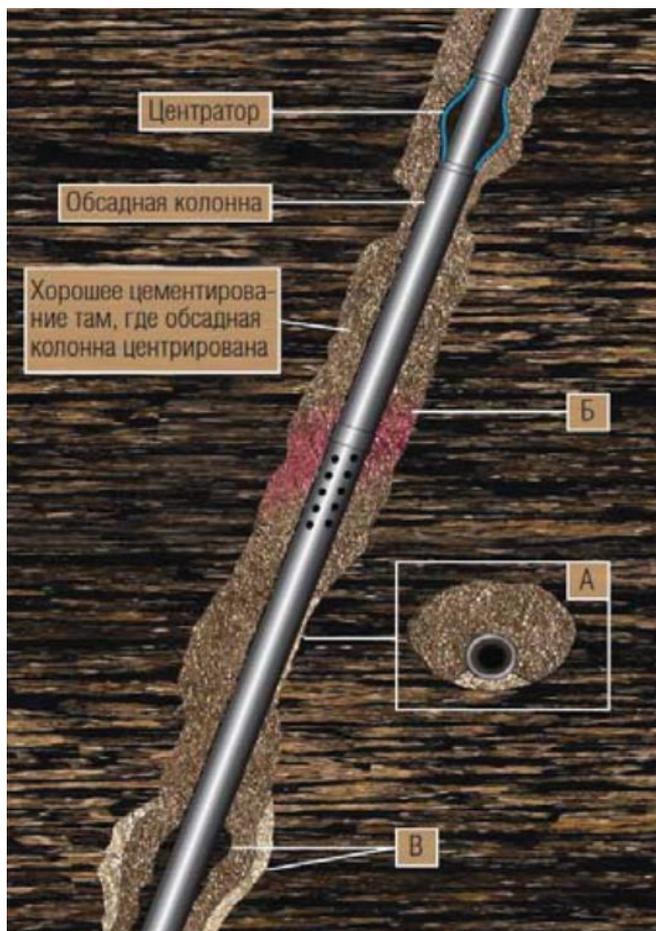


Рисунок 9 – Плохое разобщение

Чрезмерная водоотдача создаёт свободное пространство в столбе цемента, в которое поступает флюид.

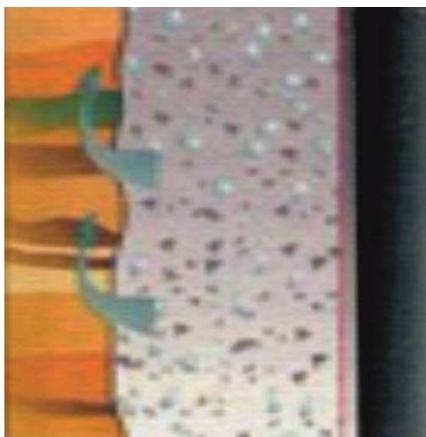


Рисунок 10 – Чрезмерная водоотдача

Высокопроницаемые цементные растворы дают некачественную зоноизоляцию, оказывающее слабое сопротивление потоку флюида.

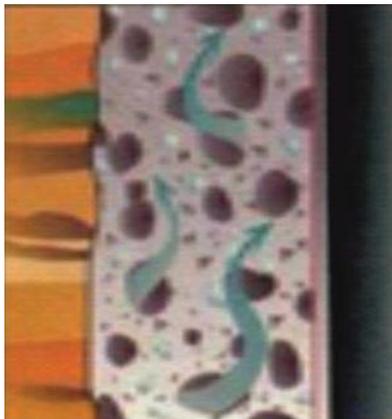


Рисунок 11 – Высокая проницаемость цементного раствора

Высокая объёмная усадка цемента ведёт к образованию микрокольцевого пространства.



Рисунок 12 – Высокая объёмная усадка цементного раствора

Плохое сцепление цемента может вызвать нарушения на границах раздела цемент - обсадная колонна и цемент – порода.

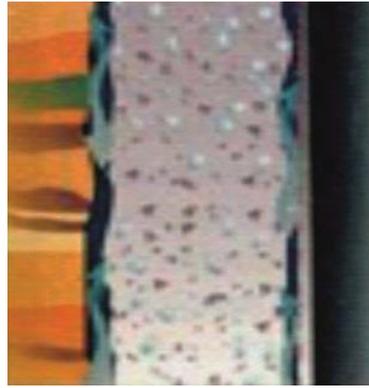


Рисунок 13 – Плохие адгезионные свойства цемента и поверхности обсадных труб

Плохое сцепление цемента может вызвать нарушения на границах раздела цемент - обсадная колонна и цемент – порода. Причины появления каналов в заколонном пространстве после ОЗЦ. Даже качественное цементирование может оказаться неэффективным из-за последующего изменения режима нагружения скважины, связанного с:

- изменением температуры и давления;
- испытанием обсадных колонн на герметичность избыточным;
- давлением, которое осуществляется после ОЗЦ;
- перфорацией обсадных колонн;
- ударами долота и бурильных труб о стенки обсадной колонны;
- воздействием тектонических напряжений;

Под действием тектонических напряжений и резкого увеличения давления или температуры в скважине цементное кольцо может треснуть или даже распасться на куски. Смещение обсадной колонны, вызываемое общей усадкой цементного камня или понижением температуры и давления в скважине, может привести к одновременному изменению касательных и радиальных напряжений (рисунке 14 а) и последующему разрушению цемента под действием растяжения или сжатия, либо его отрыву от обсадной колонны или пород с образованием микрозазоров (справа на рисунке 14 б).

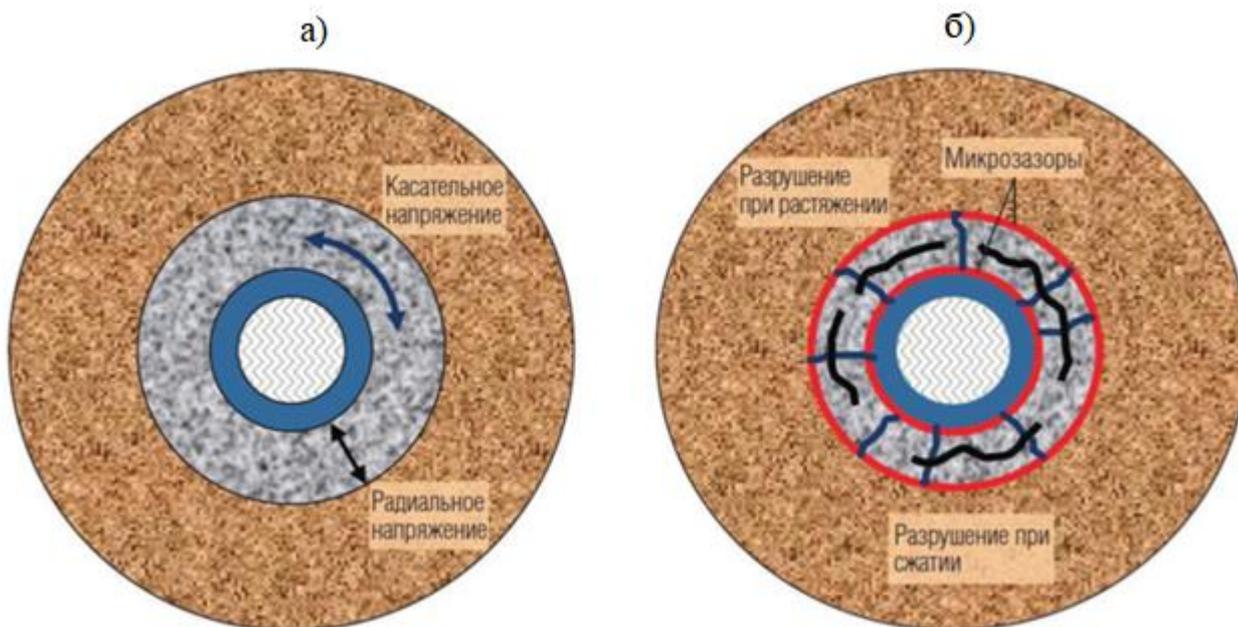


Рисунок 14 – Образование трещин и микрозазоров

1.3.6 Негерметичность эксплуатационной колонны и нагнетательных скважин

Проблема негерметичности ЭК и нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири с каждым годом приобретает все большую актуальность, поскольку нарушения герметичности колонн ведут к росту обводненности добываемой продукции, вследствие которого эксплуатация скважин оказывается нерентабельной.

Коррозионная среда, стареющие материалы металлов и цементов, напряжения, вызванные разницей внутрискважинного и пластового давлений, наличие интервалов интенсивного набора кривизны и прочие геолого-технологические причины приводят к нарушению герметичности обсадных колонн и укорачивают срок их службы.

Выделено четыре основных группы факторов (причин), влияющих на появление негерметичности колонны.

1) Геологические факторы, влияющие главным образом с внешней стороны ЭК:

–пласты с агрессивными гидрогеологическими условиями (по площади и разрезу);

–литологический состав горных пород, наличие разломов и кавернозности;

–влияние температуры, давления горных пород и прочих геологических факторов;

2) Геохимические факторы:

–физико-химический состав пластовых вод в пределах исследуемой площади;

–физико-химические составы вод для заводнения и агрессивных жидкостей для интенсификации добычи нефти, их коррозионная агрессивность;

3) Технологические и технические факторы:

–влияние зенитного и азимутального углов наклона стволов скважин;

–несоответствие конструкций скважин, компоновок применяемых обсадных труб и качества металла, технологий цементирования ОК геологическим условиям;

–глубина подвески УЭЦН на образование негерметичности (электромагнитные поля, солеотложение и его удаление);

–технологическая нагрузка - возраст, длительность эксплуатации при добыче в агрессивной среде (высокая обводненность, количество подземных ремонтов скважин, КРС, геолого-технических мероприятий);

4) Субъективные факторы:

–нарушение организации процесса и технологии спуска ОК, применение некачественных труб, неплотная подгонка резьбовых соединений и другие;

Статистическая обработка информации о работе скважин до появления негерметичности ЭК показала, что средняя наработка скважин до появления первой негерметичности составляет 18,6-5,3 лет, при этом средняя скорость коррозии достигает 0,41 мм/год. По измерениям глубины дефектов методом магнитной интроскопии было установлено, что фактическая скорость коррозии металла эксплуатационных колонн до появления первой негерметичности равна 0,26-0,37 мм/год. Исследования показали, что коррозионный процесс локализуется на

внутренней поверхности колонны, это обусловлено интенсивным механическим износом и коррозией на внутренней поверхности эксплуатационных колонн. Появление негерметичности в стенках эксплуатационных колонн при эксплуатации скважины УЭЦН происходит из-за электрохимической и фреттинг-коррозии в целевых зонах, образуемых частями УЭЦН и колонной, а также механического износа и электрохимической коррозии в местах кривизны скважин вне зоны подвески УЭЦН, то есть вибрации ПЭД нарушают целостность цементного камня, повышенная температура в интервале ПЭД (нагрев двигателя) и электромагнитные поля увеличивают скорость коррозии и т.д.

Геологические факторы влияют незначительно на частоту появления негерметичности. Отмечено, что основное количество нарушений герметичности колонн приурочено к интервалам глубин, где есть флюидонасыщенные горные породы. Большая часть нарушений герметичности колонн скважин связана с технологическими факторами и несоблюдением проектных технических решений.

Стоимость ремонтно-восстановительных работ часто настолько высока, что некоторые нефтегазодобывающие компании вынуждены отказываться от них, при этом обводнение ведет к прекращению рентабельной эксплуатации скважин, поэтому значительное количество скважин, достигнув предела рентабельности, выводят из действующего фонда. Такое положение ведет к уменьшению охвата разработкой значительных участков залежей нефти и потере добычи.

1.3.7 Обводненность скважин

В процессе эксплуатации скважин рано или поздно в нее начинает поступать вода. Вода может поступать через цементный стакан на забое скважины, через отверстия фильтра вместе с нефтью, дефекты в эксплуатационной колонне (трещины, раковины в металле, негерметичные резьбовые соединения). Эти дефекты возникают при некачественном цементировании, коррозии колонны под воздействием омывающих ее минерализованных пластовых вод. Нарушения могут возникнуть в процессе освоения скважины или при текущем и капитальном

ремонтах. Помимо этого, возможен переток вод из одного пласта в другой, происходящий в результате их вскрытия в процессе бурения скважины и отсутствия изоляции друг от друга цементным камнем. Хотя в этом случае пластовая вода и не поступает внутрь эксплуатационной колонны, но контакт ее с наружной поверхностью труб может привести к коррозии и нарушению впоследствии герметичности колонны. Помимо всего прочего изоляция подобных пластов необходима для охраны недр. Наличие межпластовых перетоков недопустимо всегда, поскольку возникают следующие нежелательные последствия:

- искажается дебит скважины, а также характер насыщения продуктивного пласта, что приводит к снижению коэффициента извлечения нефти из пласта;

- нарушается естественная минерализация пластовых вод по разрезу скважины, что искажает оценку характера насыщения пластов по геофизическим исследованиям;

- снижается достоверность значения газового фактора при добыче нефти, что нарушает проектную технологию разработки пласта;

- образуются вторичные залежи нефти и газа, которые могут осложнить бурение последующих скважин на площади;

- при наличии в посторонней воде сероводорода и углекислого газа возникает интенсивная коррозия подземного и наземного оборудования и цементного камня.

При изоляционных работах приходится выполнять изоляцию верхних и нижних вод, поступающих через цементный стакан и по заколонному пространству, а также подошвенных вод отдельных пластов и вод, поступающих через соседнюю скважину.

Таким образом, причиной прорыва посторонних вод является недоброкачественное цементирование колонны в процессе бурения, вследствие чего отсутствует полная изоляция нефтеносных горизонтов от водоносных; Нарушение цементного кольца в затрубном пространстве или разрушение цементного стакана на забое скважины; обводнение через соседнюю скважину,

эксплуатирующую тот же горизонт; дефект в эксплуатационной колонне вследствие наличия трещин и раковин в теле колонны; нарушения колонны в процессе освоения скважины; повреждение колонны при капитальном и текущем ремонтах скважины.

При этом наряду с закономерным обводнением значительная часть скважин обводняется преждевременно из-за прорыва вод по высокопроницаемым пропласткам эксплуатируемого объекта, нарушения герметичности заколонного пространства в интервале продуктивных пластов, подтягивании конусов подошвенной воды.

Отбор нефти может сопровождаться прорывами воды в добывающие скважины. Причинами прорывов можно назвать:

- проницаемостную зональную (по площади) и слоистую (по толщине пласта) неоднородность залежи; вязкостную и гравитационную неустойчивость вытеснения; особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин;
- залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;
- наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе;
- негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. В основном преждевременное обводнение может происходить в результате;
- образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади);
- конусообразования подошвенной воды;
- опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам в неоднородном слоистом пласте (охват по толщине пласта);
- опережающего прорыва воды по высокопроницаемым трещинам;
- поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца;

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти.

1.4 Опыт применения пакерных технологий

Чтобы увеличить эффективность ремонтно-изоляционных работ в таких скважинах, ПАО «Варьеганнефтегаз» опробовало современную технологию, предусматривающую установку в скважину УЭЦН в компоновке с пакером. Испытания оказались успешными и показали, что с помощью этого метода можно с экономически обоснованными затратами вернуть к жизни десятки скважин предприятия.

Традиционно для ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны проводятся РИР, предусматривающие спуск в скважину дополнительной колонны. Именно этот подход используется в большинстве целевых дочерних обществ ТНК-ВР в 90-95% случаев, однако его применение связано со значительными затратами и, к сожалению, не всегда оказывается успешным.

Технология также применима в некоторых скважинах, выведенных в бездействие по причине высокой обводненности, – условиями для использования инновации здесь являются негерметичность эксплуатационной колонны, подтвержденная гидродинамическими исследованиями, и наличие невыработанных запасов. Если же говорить о действующем фонде, то более 25% скважин целевых дочерних обществ ПАО «Варьеганнефтегаз» работают с обводненностью продукции более 96%, причиной чего также может быть негерметичность эксплуатационной колонны – здесь также возможно применение компоновки УЭЦН с пакером.

АО «Газпромнефть-ННГ» применяет новые технологии для сохранения темпов прироста добычи на разрабатываемых месторождениях. В частности, применяя компоновки с пакерами, специалисты предприятия вышли на качественно новый уровень темпов прироста добычи, соответствующий добывным возможностям каждой отдельной скважины.

В связи с образованием интервалов негерметичности на некоторых скважинах месторождений АО «Газпромнефть-ННГ» применяют компоновки ЭЦН+пакер, которые изолируют интервал негерметичности и позволяют добывать нефть.

Применение новых технологий, в частности компоновок ЭЦН+пакер, позволяет максимально сократить время простоя скважины, существенно экономить материалы, время. Все это обеспечивает сокращение потерь добычи нефти.

Впервые технологию спуска компоновок насос+пакер при ремонте скважин в АО «Газпромнефть-ННГ» опробовали в 2005 году. После проведенного эксперимента на протяжении нескольких лет пакеры дорабатывались под нужды добывающего предприятия. Сегодня 28 скважин работают с пакерами. Суммарная добыча таких скважин за время применения данной технологии составила более 100 тысяч тонн нефти, а межремонтный период работы таких компоновок достиг 380 суток.

Международная компания «Regal Petroleum», добывающая газ в Украине, в 2012 г. выполнила работу по изоляции зоны водопритока от продуктивного горизонта на скважине Голотовщинская-1.

Вода поступала в скважину через зоны перфорации, сделанные много лет назад.

После использования водоизолирующей пакерной компоновки с использованием набухающих пакеров типа FREECAP производства компании «TAM International», поставленная заказчиком задача была выполнена в полном объеме с применением современных технико-технологических решений.

В ООО «Татнефть-АзнакаевскРемСервис» на скважине №3808 Ромашкинского месторождения НГДУ «Азнакаевскнефть», при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, произвел опытно-промышленные испытания пакера разбуриваемого, состоящего из пробки, разбуриваемой заливочной и инструмента установочного гидравлического производства ООО НПФ «Пакер».

Установка пакера произведена на глубине 1295 м поэтапным повышением давления до 60 атм., 170 атм. и 220 атм. После вызова циркуляции, произвели закачку цементного раствора и его продавку в заколонное пространство. Расстыковка инструмента установочного гидравлического ИУГ-144 произведена натяжением колонны НКТ сверх собственного веса на 3,5 тонны. По окончании ОЗЦ произвели 1295,0 – 1235,6м с нагрузкой 0,8 – 1 тонны при давлении 50-70 атм.

Применение пакера охарактеризовало себя:

- удобство транспортировки, из-за малых габаритных размеров;
- удобством монтажа;
- герметичностью сверху и снизу после установки;
- малой длиной разбуриваемой части;
- отсутствие «проворота» пакера при разбуривании.

Первое применение водонефтенабухающего пакера ТАМ в составе эксплуатационной колонны было на скважине №283 Яуркинского месторождения ООО «Татнефть-Самара». В скважину был произведен спуск пакера фирмы «ТАМ International». Нефтенабухающая часть пакера предназначалась для интервала 1255-1257 м, водонабухающая часть – 1257-1263 м.

В ООО «РН-Юганскнефтегаз» на скважине 1429/29 впервые была применена компоновка «Тандем-4», включающая в себя Пакер, НСИ, УЭЦН и продемонстрировала высокие показатели эффективности — при минимальных капиталовложениях объем добычи нефти из ранее бездействующей скважины составил 6,98 тыс. тонн.

Во время разработки Русского газонефтяного месторождения основная сложность в подборе пакеров была связана с условиями продуктивного пласта (низкая температура, высокая вязкость нефти) и необходимостью обработки ствола скважины непосредственно после спуска хвостовика. С целью снижения операционных рисков в скв. 7.6 использовались разбухающие пакеры на углеводородной основе. В дальнейшем в скважинах использовались пакеры, разбухающие под действием воды. Благодаря их применению удалось подобрать приемлемое время разбухания пакеров в пластовых условиях (7–10 сут), совместить активацию пакеров с обработкой открытого ствола скважины непосредственно после спуска хвостовика; исключить преждевременную активацию пакеров в процессе спуска хвостовика в растворе NaCl.

С целью снижения затрат на ремонтно-изоляционные работы на фонде скважин ПАО «Татнефть», эксплуатируемых с помощью погружного электронасоса с одновременной изоляцией вышерасположенного интервалов негерметичности, из которых ранее поступала вода используется однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1. Компоновка позволяет быстро, надёжно и без больших финансовых затрат изолировать интервал водопритока или негерметичности, исключая проведение дорогостоящих РИР.

При работе на скважинах №292, №306, №385 Бондюжского месторождения были произведены внедрения компоновки 1ПРОК-ИВЭ-118-50-210-Т100-К1-1 производства ООО НПФ «Пакер». Обводненность добываемой продукции по скважинам в среднем снизилась с 98 до 94 %.

Оборудование, входящее в состав компоновки, нареканий не имело, что позволяет говорить о высоком качестве изготавливаемой продукции и надёжности в эксплуатации. Нарботка по скважине №292 составила 1173 суток, по скважине №306 - 1643 суток, по скважине №385 - 1 154 суток.

В 2011-2012 годах в АО «Самотлорнефтегаз» было внедрено 55 компоновок 1ПРОК-ИВЭ-1 для эксплуатации ЭЦН с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности эксплуатационной колонны. По

результатам эксплуатации в 37 случаях внедрение 1ПРОК-ИВЭ-1 признано успешным, что составляет 67%. Средний прирост добычи нефти на одну скважину составил 6,5 тонн. Успешность применения 1ПРОК-ИВЭ-1 оценивалась по результатам снижения обводненности скважинной продукции.

В период с 13.07.2011г. по 13.1.2012г. на месторождении АО «Белкамнефть» были проведены опытно-промышленные испытания компоновки ЯКПРО-ДПВ-1-120-48-Т100-К1-1, для фиксации насосного оборудования в эксплуатационной колонне.

Комиссией установлено:

1. Технические характеристики компоновки ЯКПРО-ДПВ-1-120-48-Т100-К1-1 соответствуют паспортным характеристикам.

2. В процессе проведения испытаний: аварий, осложнений и отказов – при проведении СПО, установки, срыва и демонтажа компоновки ЯКПРО-ДПВ-1-120-48-Т100-К1-1 – не выявлено.

3. Получен эффект от внедрения компоновки ЯКПРО-ДПВ-1-120-48-Т100-К1-1 в части:

- увеличение МРП 50%;
- увеличение коэффициента подачи на 10%;
- увеличение эффективной длины хода плунжера на 7%.

С целью эксплуатации скважины №392 Майского месторождения на два объекта разработки 2671-2678м и 3980-3995м (отличающихся между собой геолого-физическими характеристиками) в ООО «Альянснефтегаз» было принято решение о применении технологии одновременно-раздельной закачки с применением оборудования ООО НПФ «Пакер». Была внедрена компоновка для одновременно-раздельной закачки типа 2ПРОК-ДОРЗ производства ООО НПФ «Пакер»

Компоновка 2ПРОК-ДОРЗ, эксплуатируемая на скважине, состоит из:

- пакер ПРО-ЯВЖ-142 с внутренним проходным диаметром 62мм;
- клапан закачки КЗ-114 – 4шт;

- устройство уплотнительное подвижное УУП;
- переводник безопасный ПБ-89;
- пакер ПРО-ЯМО2-142;
- воронка.

Компоновка 2ПРОК-ДОРЗ позволяет закачивать рабочий агент по колоннам НКТ 89мм и 48мм в два объекта одной скважины, разобщенных пакерной компоновкой. Регулирование и объем закачки производится непосредственно на устье скважины.

Внедрение 2ПРОК-ДОРЗ позволило обеспечить плановые объемы закачки по каждому пласту. Анализ технологических показателей работы добывающих скважин подтвердил эффективность работы компоновки.

С целью снижения затрат на ремонтно-изоляционные работы на скважине №5187 в НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть» проводились промысловые испытания пакера с кабельным вводом типа П-ЭГМ-122 производства ООО НПФ «Пакер» для эксплуатации УЭЦН, имеющей зону негерметичности эксплуатационной колонны из которой ранее поступала вода. Скважина №5187 находится в работе с дебитом по жидкости 160 м³/сут, дебитом по нефти 4,2т/сут и обводненностью 97%. Пакер П-ЭГМ-122 герметичен. Прирост дебита нефти в результате внедрения пакера типа П-ЭГМ составил 3,9т/сутки. Изоляция зоны негерметичности пакером типа П-ЭГМ позволила в короткие сроки и с минимальными затратами запустить в эксплуатацию на нефть скважину №5187, ранее дававшую воду. В то же время необходимо отметить, что при внедрении пакера типа П-ЭГМ установку электроцентробежного насоса необходимо оснащать системой телеметрии для оперативного контроля за параметрами работы установки и пласта.

Пакера производства ООО НПФ «Пакер» были использованы в скважинах № 21, 18, 13, 5 на Карпенском месторождении, на скважине №30 Ждановского

месторождения и на скважине №82 Мокроусовского месторождения в Саратовской области. Производились следующие технологические операции:

- цементирование под давлением $P = 400$ атм;
- установка кислотной ванны под давлением $P = 150-250$ атм. В интервалах 1700-1800 м;
- поиск интервала негерметичности в скважине. Распакеровка и опрессовка более 20 раз без подъема и замены каких-либо элементов пакера.

Проводя операции по запакерке и распаковке пакеров отказа в работе не наблюдалось.

2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Пакерные технологии, эксплуатируемые в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири

Технология отвода газа реализована в компоновке ООО НПФ «Пакер». Для скважин с газовым фактором свыше $180 \text{ м}^3/\text{м}^3$ была разработана однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭГ-1 для изоляции интервала негерметичности выше УЭЦН с отводом газа из-под пакера по капиллярному полимерному армированному трубопроводу в НКТ на расчётную глубину либо в буферную линию.

Опытно-промышленные испытания компоновки проходили в ОАО «Варьёганнефтегаз» на скважинах № 126 и №227 Пермьяковского месторождения. На скважине №126 в интервале 2021–2037 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К-3-1 со скважинным капиллярным полимерным армированным трубопроводом, который отводит газ из-под пакера на устье и далее в буферную линию. В состав компоновки входят пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленный на глубине 2143,6 м, муфта разъёмная гидравлическая МРГ-89, скважинный капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 внутренним диаметром 7мм. На глубине 2289 м размещён насос УЭЦН-80-2300 м. Дебит – $80 \text{ м}^3/\text{сут}$. Скважина запущена 11 мая 2011 г. и успешно эксплуатируется по сегодняшний день.

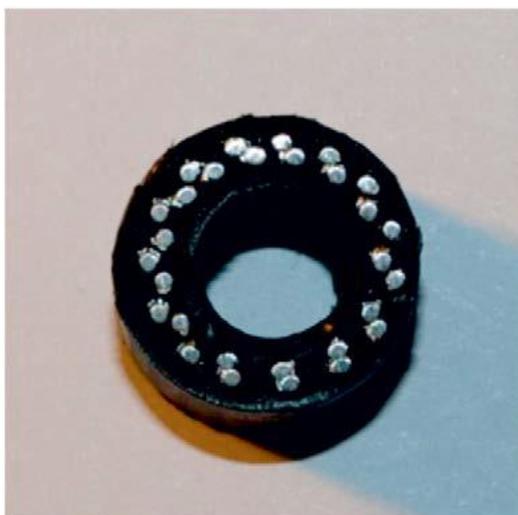


Рисунок 15 – Полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16

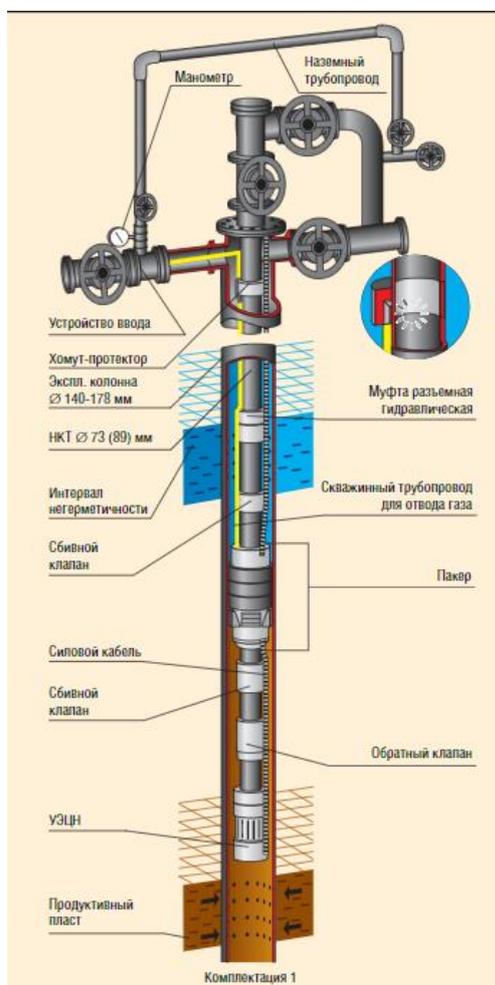


Рисунок 16 – Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным электронасосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-1

На скважине №227 в интервале 1972–2077 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-2. В её состав входили: пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленный на глубине 2263 м; муфта разъёмная гидравлическая МРГ-89; скважинный капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм. Глубина подвески насоса УЭЦН-80-2300 составила 2484 м. Давление устьевое – 1,5 МПа. Дебит – 70 м³/сут. Обводнённость –90%. На глубине 20 м от устья установлена вводная муфта, через которую газ из-под пакера по капиллярному трубопроводу поступает в лифт НКТ. Скважина была успешно запущена.



Рисунок 17 – Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным электронасосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-2

Компоновка, обеспечивающая подачу газа в буферную линию, позволяет контролировать процесс отвода газа во времени по манометру. Приёмный модуль газа под пакером имеет особую конструкцию, позволяющую значительно снизить риски и вероятность попадания в капиллярную трубку различного рода загрязнений. В случае зашламования капиллярного трубопровода было бы возможно продуть его со стороны устья азотом либо промыть метанолом при отложении гидратов. Также возможна подача различных химических реагентов в подпакерное пространство.

На рисунке 18 представлена посуточная запись параметров давления после запуска скважины в эксплуатацию. В период ремонта скважина была заполнена раствором глушения. При спуске капиллярный трубопровод также заполнился раствором глушения. После запуска УЭЦН снижение забойного давления ниже давления насыщения привело к накоплению газа под пакером П-ЭГМ. Газ, имея меньший удельный вес, начинает поступать в капиллярный трубопровод, постепенно замещая раствор глушения. На графике записи давлений видно, что газ полностью заместил в капиллярном трубопроводе раствор глушения и начал отводиться на 5-е сутки. Здесь можно рекомендовать, не ожидая полного замещения раствора глушения газом в капиллярном трубопроводе, а после вывода установки на режим, продуть трубопровод азотом. Отвод газа регулируется вентилем на устье, чтобы не допустить попадания жидкости в капиллярный трубопровод, и оснащён обратным клапаном.

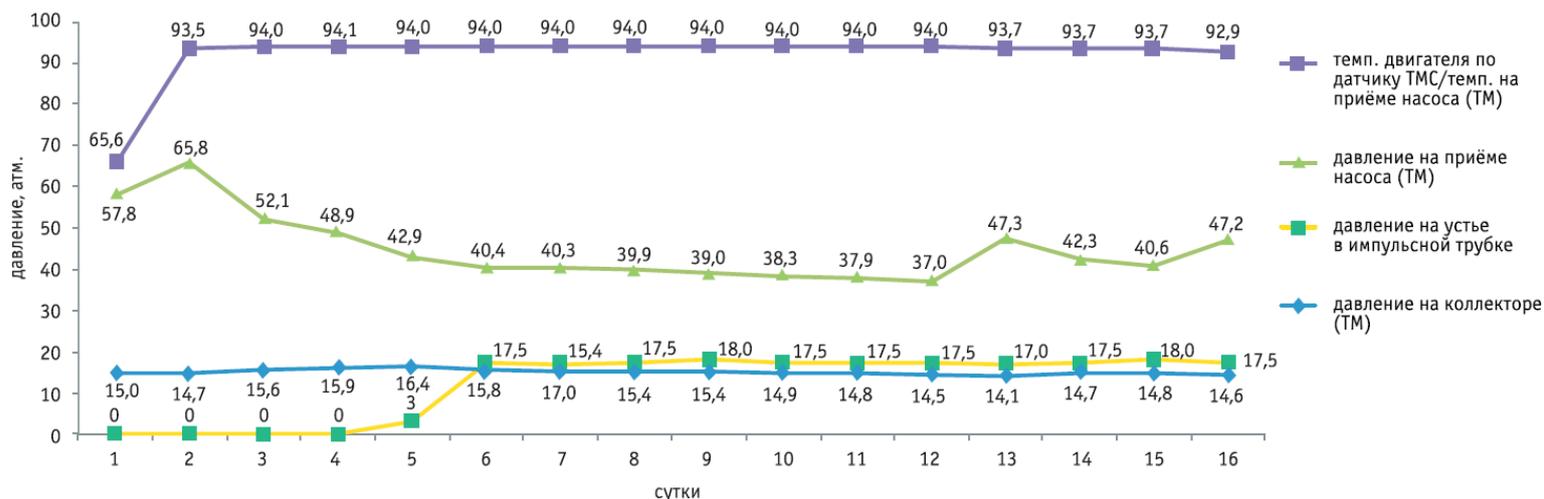


Рисунок 18 – Фактические параметры работы скважины с перепуском газа в буферную зону (запись давления на скважине №126)

В компоновках применяли полимерный армированный трубопровод типа СКТ. Особенностью данного трубопровода является значительная радиальная деформация (до 15%), которую он выдерживает, не разрушаясь. Это позволяет при зашламовании трубопровод легко продуть с устья. Для дополнительной защиты капиллярного трубопровода при спуске ГНО на каждую муфту НКТ устанавливается хомут-протектор.



Рисунок 19 – Хомут-протектор

Спуск капиллярного трубопровода осуществляется аналогично кабелю УЭЦН, барабаны устанавливаются параллельно. Высокие теплоизоляционные свойства полимера трубопровода, незначительная шероховатость внутренней поверхности значительно снижают вероятность отложения гидратов. Для полной гарантии предотвращения отложения гидратов в капиллярном трубопроводе на устье в зимнее время в интервале «вечной» мерзлоты в скважине можно рекомендовать использование трубопровода с электроподогревом капиллярного канала и его термоизоляцию вспененным полимером. Разработано и испытано устройство для предотвращения отложения гидратов на основе постоянных магнитов. Устройство типа УМЖ-7/16 создано специально для данных компоновок. Для обоснования параметров компоновки были разработаны методика и программа прогнозирования накопления газа под пакером. На основании параметров пласта, скважины, добываемой продукции прогнозируются интенсивность накопления газа и темпы его отвода по капиллярному трубопроводу. Современные капиллярные трубопроводы с проходным каналом 7-10 мм позволяют отводить объёмы газа до 600 м³/сут. по одному трубопроводу. При необходимости возможна компоновка с двумя параллельными капиллярными трубопроводами. Соответственно это удвоит объём отводимого газа. В конструкции пакера П-ЭГМ предусмотрено два канала для газоотвода. Капиллярные трубопроводы позволяют кроме отвода газа подавать в скважину химические реагенты (ингибиторы, деэмульгаторы) для предотвращения осложнений.

Разработанная пакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭГ-1 с отводом газа по капиллярному трубопроводу для скважин с негерметичной эксплуатационной колонной по результатам опытно-промышленных испытаний подтвердила свою эффективность. Обводнённость добываемой продукции по двум скважинам в среднем снизилась с 97 до 86%. Это обеспечило дополнительную добычу 5 т/сут. нефти на каждую скважину. Нужно отметить, что снизить давление на приёме насоса ниже 50 атм. при газовом факторе свыше 200 м³/м³ до внедрения технологии с отводом газа из подпакерной зоны не представлялось возможным. Учитывая

возраст добывающих скважин и осложнения, связанные с коррозией эксплуатационных колонн, технология применения УЭЦН с пакером, позволяющая отводить газ из-под пакерной зоны, имеет большие перспективы и делает рентабельным вывод из бездействия малодебитных скважин.

Набухающие пакера FREECAP – эластомерный пакер затрубного пространства, набухающий под действием скважинных флюидов изготавливается в исполнении I и II.

FREECAP I представляет собой обсадную трубу (1) с эрозионностойким набухающим эластомером (2), сцепленную с обсадной трубой. Резьба и муфта нарезаются на базах заказчика. Эластомер с торцов защищают антиэкструзионные кольца (3).

Стандартные длины эластомера: 0,9; 1,5; 3; 4,5; 6 м.

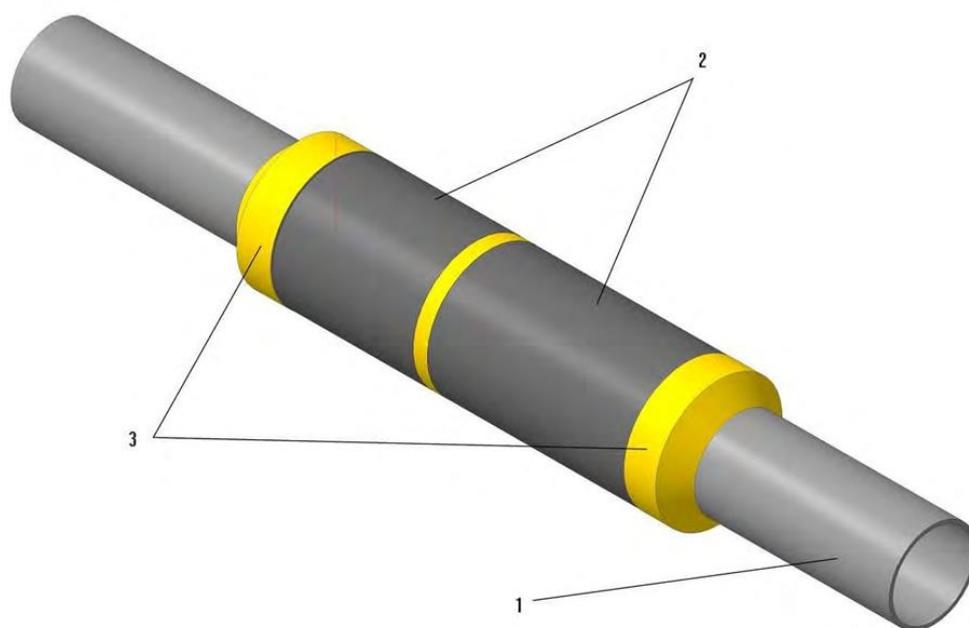


Рисунок 20 –FREECAP I

FREECAP II представляет собой рукавного типа эластомер (1), который насаживается на обсадную трубу или патрубков, фиксируется обжимными кольцами (2). Длина эластомера: 0,3 и 0,9 м.

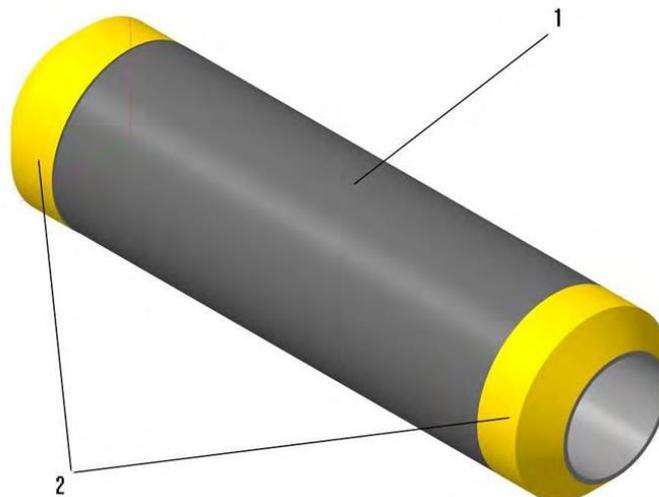


Рисунок 21 – FREECAP II

Наружный диаметр эластомера зависит только от номинального диаметра долота: стандартный клиренс между диаметром пакера и диаметром ствола скважины (долота) не менее 9,5 мм (4,75 мм на сторону). Например, для скважины, пробуренной долотом диаметром 216 мм, максимальный наружный диаметр эластомера пакера составляет 206,5 мм независимо от диаметра обсадной колонны (146, 168, 178 мм).

Водонабухающий эластомер увеличивается в объеме в зависимости от градиента минерализации между флюидом и эластомером (принцип осмоса). В процессе осмоса вода входит в резиновую матрицу, оставляя позади ионы солей. В результате у флюида увеличивается минерализация. В зависимости от температурных режимов, минерализации окружающей воды в скважине процесс набухания длится от нескольких дней до недель, а полное увеличение объема может варьироваться от 100 % до 200 %. Чем преснее вода и выше температура, тем интенсивнее и больше увеличивается объем водонабухающего эластомера.

Нефтенабухающий эластомер увеличивается в объеме при контакте с жидкостями на углеводородной основе, включая: буровой раствор на углеводородной основе, нефть, дизельное топливо, синтетический буровой раствор на углеводородной основе, конденсат. Если происходит замещение углеводородов водой, эластомер остается в разбухшем состоянии. Интенсивность набухания

зависит от содержания легких углеводородов в контактной жидкости и температуры среды. Чем выше температура и больше легких углеводородов, тем интенсивнее происходит расширение нефтенабухающего эластомера.

Первое применение водонефтенабухающего пакера FREECAP в составе эксплуатационной колонны было на скважине №283 Яуркинского месторождения ООО «Татнефть-Самара». В период 1.07-9.07.2010 в скважину был произведен спуск пакера фирмы TAM International. Нефтенабухающая часть пакера предназначалась для интервала 1255-1257 м, водонабухающая часть – 1257-1263 м. Ниже глубины 772 м обсадная колонна не прошла, из-за посадки пакера.

После поднятия обсадной колонны, при визуальном осмотре дефекты и задиры на резиновом элементе пакера не обнаружены. На предохранительных кольцах пакера видны царапины и задиры. Водонабухающий элемент пакера расширился до диаметра 210 мм. Нефтенабухающий элемент не расширился, диаметр равен 206,5 мм. Пакер находился в буровом растворе 19 часов, расширение составило 1,6%. После подъема в скважину спустили компоновку. По завершению калибровки наружный диаметр калибратора составил 214 мм.

8.07.10 согласно плану работ, новый пакер был спущен в скважину. Спуск колонны проходил без осложнений. Время с момента спуска до момента начала цементирования составило 16 часов. Закачка всех жидкостей проходила без осложнений. В начале продавки произошел резкий рост давления на ЦА до 12,5 МПа. После 18 м³ продавки была потеряна циркуляция, давление на агрегате упало до 5 МПа. Дальнейшая продавка цементного раствора проходила по плану. Коэффициент качества цементирования составил по стволу 0,965, в продуктивной части 0,775. В интервале пакера контакт с колонной частичный. 18.07.2010 было произведено вторичное вскрытие заволжских продуктивных отложений в интервале 1250,5-1255 м перфоратором ЗПКО-105-7 с последующей кислотной обработкой 15% HCl в количестве 2м³. Скважина №283 была освоена с дебитом безводной нефти 13,5 т/сут. При дальнейшей одновременно-раздельной эксплуатации

выявлена обводненность продукции до 33%, интервал заколонного движения воды не выявлен.

На соседней скважине №20393 была проведена силикатная ванна, которая снижает проницаемость корки за счет ее пропитки, и как только фильтрат цементного раствора попадает в силикатизированную корку, тут же возникает химическая реакция упрочнения корки, ионы Ca^{++} фильтрата вступают в реакцию с силикатами, образуя труднорастворимые соединения и кольматируя проницаемые участки. Поэтому цементный раствор вытесняется в кольцевое пространство, не обезвоживаясь.

. Использование набухающих пакеров позволило:

- предотвратить межпластовые перетоки;
- сохранить потенциальную продуктивность скважин.

Для работы на малодобитном фонде используется однопакерная компоновка для эксплуатации скважин УСШН 1ПРОК-УО-1 (рисунок 22). В состав КПО входят УСШН, клапаны перепускные КПП, узел разъединения и герметичной стыковки ИПМ, пакер с двойным замковым устройством типа ПРО-ЯТ-О и заглушка. Компоновка предназначена для уменьшения обводненности добываемой жидкости.

Модификацией описанной выше компоновки для скважин, оборудованных ЭЦН, служит однопакерная компоновка 1ПРОК-УОА. В состав КПО входят установка ЭЦН в компоновке с обратным клапаном КОТ-93, узел разъединения ИПГ или ИПМ, пакер с двойным замковым устройством типа ПРО-ЯДЖ-О (ПРО-ЯТ-О), разъединитель колонный РК, клапаны перепускные КПП-108 и заглушка. По окружности клапанов типа КППЭ или КППГ имеются каналы, в которых находится седло-шар. Если давление в затрубном пространстве превышает давление в НКТ, шар уходит в безопасную зону и клапан открывается, перепуская газожидкостную смесь. Когда давление в НКТ становится больше, чем в затрубном пространстве, клапан закрывается. То есть клапаны перепускают газожидкостную смесь только в одном направлении.

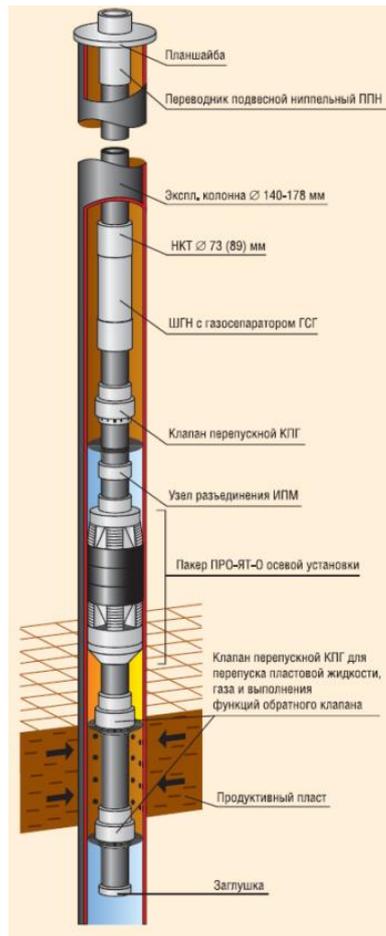


Рисунок 22 – Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин УСШН
1ПРОК-УО-1

Однопакерная компоновка для ППД с клапаном-отсекателем 1ПРОК ППД-1 (рисунок 23) применяется для поддержания пластового давления, в том числе и при циклической закачке в эксплуатационных колоннах условным наружным диаметром труб 140-219 мм. Применение данной компоновки позволяет:

- проводить циклическую закачку в скважины фонда ППД;
- проводить замену устьевого оборудования без глушения скважины;
- проводить замену подвески НКТ без извлечения пакера.
- защитить ЭЖ от воздействия закачиваемой жидкости и давления;
- произвести закачку АКЖ при установленном пакере, в т.ч. без подхода бригады КРС;

- компенсировать термобарические изменения в колонне НКТ; позволяет произвести глушение скважины перед срывом пакера;
- в случае прихвата пакера произвести замену эксплуатационных НКТ на технологические.

Ключевые особенности:

- надежное разобщение интервалов эксплуатационной колонны с компенсацией осевых перемещений колонны НКТ;
- навесное оборудование: клапаны КУМ, узел разъединения ИПМ и клапан-отсекатель КО - создают условия для смены НКТ и выравнивания давлений в компоновке и затрубном пространстве при извлечении пакера, а также повышает безопасность проведения ремонтных и аварийных работ.

Компоновка состоит, сверху вниз, из:

- удлинителя со срезными штифтами УС, предназначенного для компенсации осевых перемещений колонны НКТ и регулировки усилия пакеровки;
- клапана уравнивающего механического КУМ, срабатывающего только от натяжения колонны НКТ более заданной величины. Клапан служит для сообщения надпакерного и подпакерного пространств через внутреннюю полость НКТ с возможностью промывки;
- узла разъединения - инструмента посадочного ИПМ для разъединения колонны НКТ механическим способом;
- пакера механического двухстороннего действия типа ПРО-ЯДЖ-О;
- клапана-отсекателя КО для герметизации внутреннего канала колонны НКТ на длительный срок, в том числе и при циклической подаче нагнетательной жидкости, позволяющего в аварийных ситуациях осуществить перепуск жидкости вверх путем сброса шарика и создания давления в НКТ.

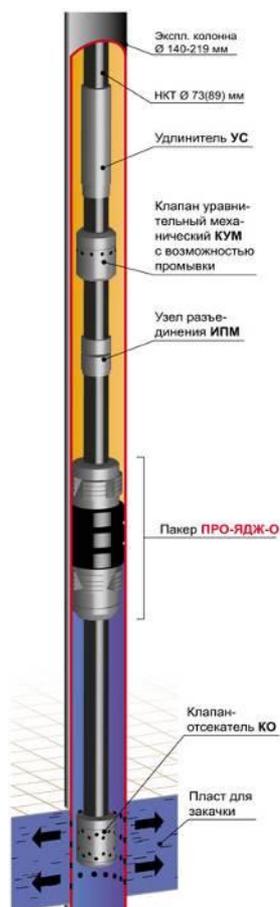


Рисунок 23 – Однопакерная компоновка для ППД с клапаном-отсекателем (на 35 МПа) 1ПРОК-ППД-1

Технологический эффект от применения рекомендуемой технологии выражается в отсутствии затрат на ремонтно-изоляционные работы, связанные с ликвидацией межпластовых перетоков. Экономический эффект от использования рекомендуемого мероприятия в расчете на одну скважину равен 166,6 тыс. руб.

При нарушении целостности эксплуатационной колонны можно эффективно запустить скважину в эксплуатацию с помощью двухпакерной (классической) компоновки. Она позволяет изолировать нарушение как снизу, так и сверху. Эта компоновка состоит из нижнего и верхнего пакеров, установочного и разъединяющего инструмента (гидравлического или механического), клапана уравнительного и разъединителя колонны. Клапан уравнительный необходим для выравнивания давления, чтобы после длительной эксплуатации была возможность выровнять давление и безопасно извлечь компоновку без увеличенных нагрузок.

Надо отметить, что при проектировании компоновок уделяется повышенное внимание разъединяющим устройствам: в каждом случае важно предусмотреть вероятность осложнений и пути выхода из ситуации с наименьшими затратами. Особенно это актуально, если речь идет о многопакерных компоновках.

Для селективных обработок пластов под давлением до 35 МПа разработана двухпакерная компоновка 2ПРОК-СО-2. Применение этой компоновки позволяет проводить селективные обработки различными химическими реагентами, определять место негерметичности ЭК, сократить время проведения ремонтных работ в скважине, а также проводить многократные операции за одну СПО. В состав компоновки входит нижний пакер ПРО-Ш-К-ЯМО. При спуске компоновки, как только пакер устанавливается в месте посадки, клапан закрывается, перекрывая проходное сечение пакера. Клапан вновь открывается при срыве пакера, тем самым выравнивается давление ниже и выше пакера. Необходимость выравнивания давления обусловлена тем, что большой перепад может спровоцировать осложненные срывы пакеров. Усовершенствованным вариантом описанной выше компоновки служит компоновка 2ПРОК-СОД-2. Она позволяет обрабатывать два интервала без переустановки. Для этого используется циркуляционный гидравлический клапан КЦГ-108. Он открывает сообщение трубного с затрубным пространством после сброса на него шара и создания давления в НКТ.

Применение компоновки позволяет:

- определить место негерметичности эксплуатационной колонны;
- проводить селективные обработки различного рода химическими реагентами и освоение скважины;
- проводить поинтервальные опрессовки эксплуатационных колонн;
- сократить время проведения ремонтных работ на скважине.

Ключевые особенности:

- имеет возможность многократного повторения заданной операции за одну СПО;

- надежно изолирует операционную зону между верхним и нижним пакерами;
- устанавливается в любом заданном интервале эксплуатационной колонны;
- навесное оборудование после проведения операций позволяет произвести легкую распакеровку, а также повышает безопасность проведения ремонтных работ.

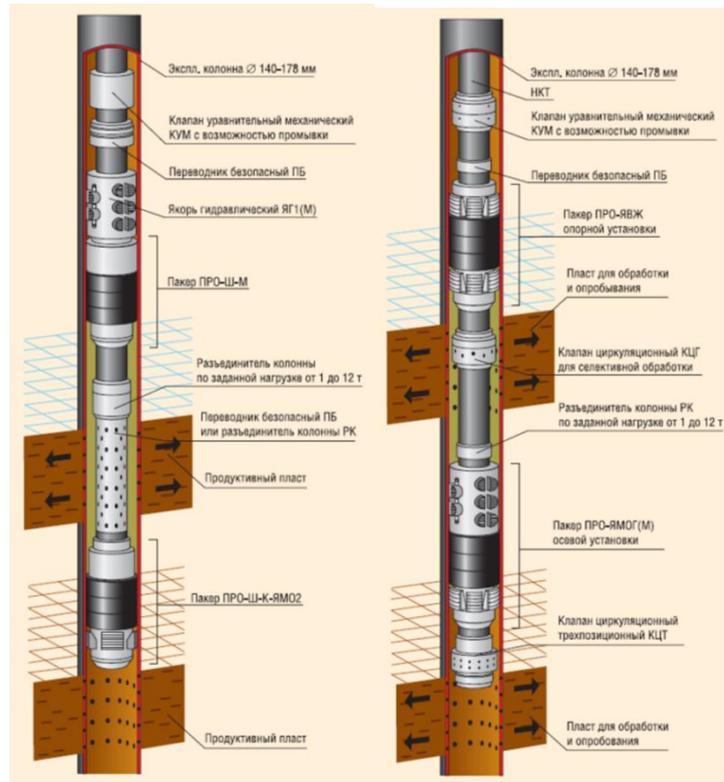


Рисунок 24 – Двухпакерные компоновка 2ПРОК-СО-2 и 2ПРОК-СОД-2 для селективных обработок пласта

2ПРОК-УОИВ-1 Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин установкой ШГН с целью уменьшения обводненности добываемой жидкости и изоляции вышерасположенного интервала негерметичности. Применяется для насосной добычи нефти с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности с водопритоком и гидрофобизацией призабойной зоны скважины в эксплуатационных колоннах с условным наружным диаметром труб от 140 до 178 мм.

Применение компоновки позволяет:

- перевести скважину из простоя или бездействия (из-за высокой обводненности) в фонд дающих продукцию;
- за счет использования технологии гидрофобизации призабойной зоны скважины снизить процент обводненности на 10-30% (требуется инженерный расчет);
- в процессе эксплуатации скважины вести контроль над работой насоса и забойного давления по динамическому уровню;
- исключить контакт жидкости глушения с призабойной зоной скважины при проведении ремонтных работ по смене глубинно-насосного оборудования;
- быстро, надежно и без больших финансовых затрат изолировать интервал водопритока или негерметичности;
- исключить проведение длительных и дорогостоящих РИР.

Ключевые особенности:

- надежная изоляция места негерметичности эксплуатационной колонны;
- навесное оборудование позволяет проводить промывку УШГН и НКТ и повышает безопасность работ при эксплуатации скважины.

Двухпакерная компоновка для селективной изоляции 1ПРОК-СИАГ-1 (рисунок 26) – автономная с гидравлическим разъединением от НКТ, применяется для добычи нефти с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности или перфорации с водопритоком в эксплуатационных колоннах с условным наружным диаметром труб от 140 до 178 мм.

Применение компоновки позволяет:

- легкой бригадой ГРС с минимальными затратами изолировать интервал негерметичности;
- скважину из простоя или бездействия из-за высокого процента обводненности добываемой продукции перевести в фонд дающих продукцию;
- проводить разработку зоны дренирования скважины с максимально возможной выработкой запасов углеводородов;

- снизить текущий процент обводненности скважинной жидкости до 10-30% и получить прирост по добыче нефти за счет гидрофобизации призабойной зоны пласта (требуется инженерный расчет);
- исключить проведение дорогостоящих РИР.



Рисунок 25 – Двухпакерная компоновка для эксплуатации скважин глубинными насосами с изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны
2ПРОК-УОИВ-1

Ключевые особенности:

- после установки компоновки разъединение технологических труб производится гидравлически без вращения колонны НКТ;
- надежная изоляция места негерметичности эксплуатационной колонны;
- проведение ремонтных работ по смене глубинно-насосного оборудования без засорения и ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта;

– навесное оборудование: создает условия для эксплуатации скважин с максимальной нефтеотдачей, повышает безопасность проведения ремонтных и аварийных работ.

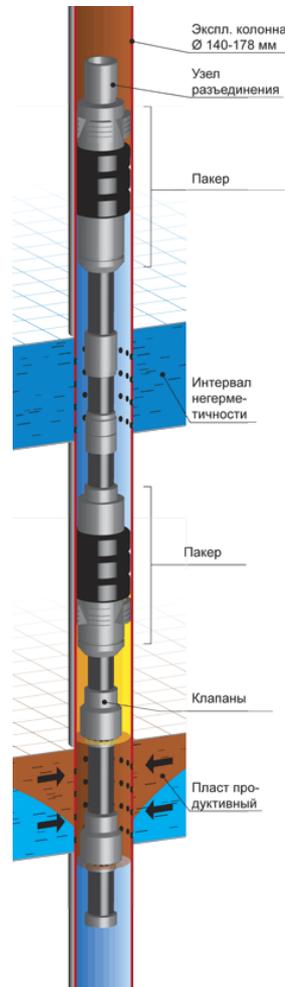


Рисунок 26 – Двухпакерная компоновка для селективной изоляции – автономная (на 35 МПа) с гидравлическим разъединением от НКТ 1ПРОК-СИАГ-1

2.2 Технические особенности характеристик применяемого оборудования

При стандартной схеме размещения оборудования в скважинах с ЭЦН или ШГН (УЭВН), характеризующихся обводненностью от 17 до 85%, не аномально вязкой нефтью, граница раздела фаз «вода – нефть» находится на приемном модуле насоса. Отделившаяся вода проникает в ПЗП и нарушает ее коллекторские свойства. Это приводит к созданию искусственного барьера для поступления нефти,

образованию водяного столба до приема насоса в стволе скважины, повышению обводненности добываемой жидкости, а в конечном счете – к снижению КИН.

Существует несколько достаточно простых технологических решений для модификации скважинных компоновок подземного оборудования (КПО), которые, что важно, можно быстро реализовать в процессе текущей смены насосов. Следует отметить, что стоимость реализации этих решений несоизмеримо ниже стоимости ремонтных работ по смене ГНО, а эффективность работы оборудования становится выше. В частности, как показывает промысловая практика, увеличивается текущий дебит нефти и сокращается время вывода скважин на режим.

В предлагаемых схемах КПО хвостовик колонны НКТ под пакерами типа ПРО-ЯТ-О или ПРО-ЯДЖ-О (ПЯДЖ-О) оборудован клапанами типа КПП для перепуска жидкости и газа, установленными над и под интервалом перфорации, а также заглушкой снизу для сбора и удержания мехпримесей. В результате эти вещества будут удаляться из ПЗП, газ не будет способствовать осушению и разрушению породы пласта, а вода не станет ускорять процесс гидрофилизации.

Будучи равновесным и работая по гравитационному принципу, клапан закрывается, когда до него доходит граница раздела сред или, выравниваются его внутреннее и наружное давления. Затем газ опять начинает накапливаться под пакером, граница раздела газа и нефти снова начинает опускаться вниз, при достижении необходимой или заданной величины давления газа клапан вновь открывается, процесс переходит в автоколебания и циклически повторяется.

Муфта разъемная гидравлическая – позволяет при осложнениях со скважинным оборудованием и колонной НКТ разъединять их в месте установки муфты, она приводится в действие сбросом шара и созданием давления в НКТ. Ее применение уменьшает риск возникновения тяжелых осложнений со скважинным оборудованием.

Область применения:

- фонтанная или газлифтная эксплуатация скважины;

- насосная эксплуатация скважин;
- в компоновках подземного оборудования при проведении технологических операций, скважинных технологий;
- применяется с пакером П-ЭГМ.

Принцип работы:

МРГ устанавливается в месте предполагаемого разъединения колонны НКТ в случае прихвата внутрискважинного оборудования. Для разъединения муфты разъемной гидравлической МРГ нужно открыть сбивной клапан, бросить в колонну НКТ шар и, дождаввшись его посадки в седло МРГ, подать давление в колонну НКТ. Дальнейшее извлечение оставленного в скважине оборудования проводится стандартным ловильным оборудованием для труб и муфт НКТ.

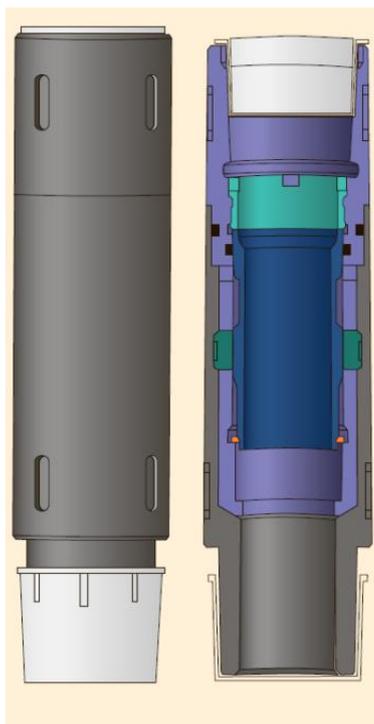


Рисунок 27 – Муфта разъемная гидравлическая

Клапан обратный трехпозиционный позволяет производить прямую промывку полости ЭЦН. В обычном состоянии он работает как обратный клапан, перепад давления, необходимый для его открытия, регулируется от 9 до 15 МПа. Клапан оснащен функцией «автоматический автозапуск», при ее настройке он будет

открываться при определенных перепадах давления, осуществляя сброс части жидкости и омывая полость насоса. Периодичность промывки определяет и настраивает оператор. По окончании промывки насосная установка запускается.

Стоит отметить, что данный клапан необходим при эксплуатации скважины компоновкой УЭЦН с пакером, так как, при наличии пакера мы полностью лишаемся возможности проведения реанимационных действий с УЭЦН.

Плановое периодическое применение клапана КОТ для прямой промывки колонны НКТ и насосного оборудования, возможно не исключает всех неблагоприятных факторов, но способствует значительному уменьшению их влияния. В отличие от других методов борьбы с отложениями солей, парафинов и мех.примесей при проведении прямой промывки через клапан КОТ не возникает длительный контакт применяемых хим.реагентов с подземным оборудованием, что, соответственно, не приводит к дополнительной коррозии подземного оборудования, а продукты реакции и оставшиеся реагенты удаляются из скважины сразу при запуске УЭЦН.

К примеру, в скважине имеется негерметичность, которую нецелесообразно ликвидировать стандартными методами. Принято решение о применении компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1. Успешно проведено ГРП, подготовка ствола скважины. Произведен монтаж компоновки и установка оборудования в скважине. При запуске УЭЦН получен «жесткий» клин на обоих вращениях. Промыть УЭЦН обратной промывкой нет возможности ввиду наличия пакера. Надо отметить, что в компоновке смонтирован клапан КОТ. Проведя прямую промывку УЭЦН через клапан КОТ, удалось запустить скважину в работу. Таким образом, применение клапана КОТ позволило исключить затраты, которые мы могли бы понести по повторному СПО, смене УЭЦН, его ремонту и увеличению срока ремонта скважины.

Или же другой случай, в скважине имеется негерметичность, которую нецелесообразно ликвидировать стандартными методами. Принято решение о применении компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1. Успешно проведена подготовка ствола

скважины, монтаж и установка компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 в скважине. При запуске УЭЦН получен срыв подачи по причине «газ». В компоновке также смонтирован клапан КОТ. Проведя прямую промывку и закачку жидкости под пакер для оттеснения газа с приема насоса, удалось запустить УЭЦН, вызвать приток из пласта. Таким образом, применение клапана КОТ позволило исключить затраты, которые мы могли бы истощения/обрывности НКТ и штанг в среднем на 48%, снижение максимальных нагрузок в точке подвеса штанг на 1,0 тонны.

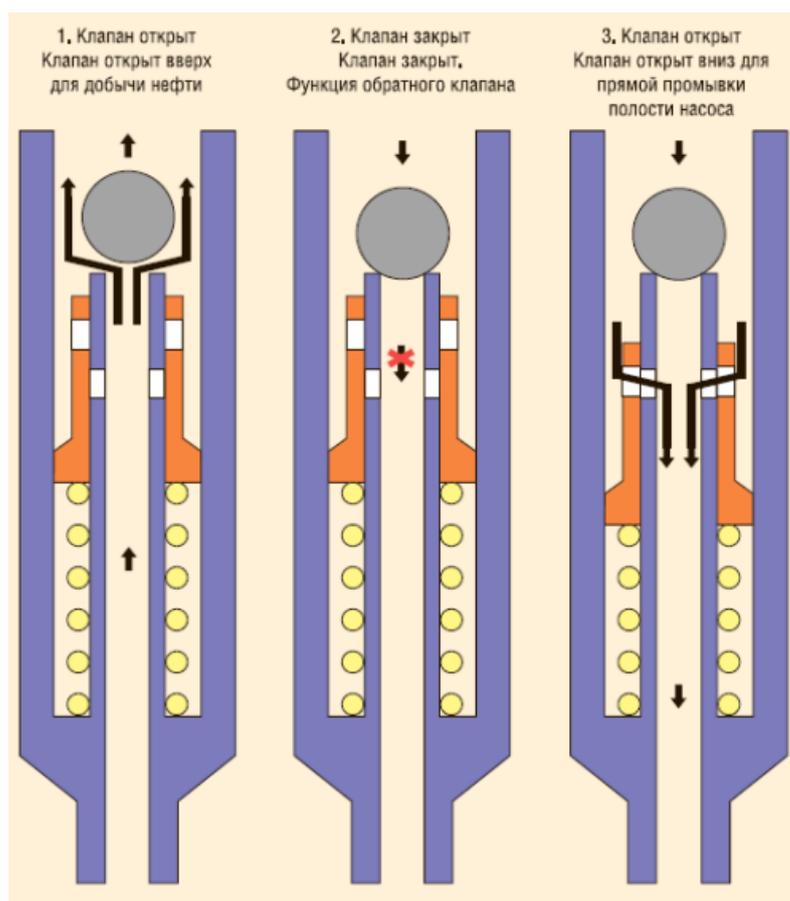


Рисунок 28 – Клапан обратный трехпозиционный

Одной из технологий для эксплуатации скважин с большим объемом выделяющегося свободного газа является технология Циклического перепуска газа в лифт НКТ.

В чем отличие процессов, протекающих в призабойной зоне скважины при использовании клапанов типа КПЭ и КПГ от обычных? При традиционном способе забойное давление является константой. В этом случае мы фактически блокируем

наиболее работоспособную часть пласта пенной системой и ведем дальнейшую его эксплуатацию. В случае же использования системы регулирования забойного давления с перепускными клапанами начнет работать механическая составляющая пласта, способная вытолкнуть кольматирующую пенную систему. Клапан КПЭ располагается в верхней части компоновки, а нижняя часть искусственно гидрофобизируется.

Сущность технологии циклического перепуска газа состоит в перепуске свободного газа из затрубного пространства в колонну НКТ. Для этого необходимо включить в компоновку подземного оборудования два КПЭ, установив один клапан на некотором расстоянии от УЭЦН, а второй на некотором расстоянии от устья скважины. С помощью определенной методики рассчитать глубину установки клапанов КПЭ и обеспечить, тем самым, циклический перепуск газа из затрубного пространства в колонну НКТ. Надо отметить, что эксплуатация скважины ведется с закрытым затрубным пространством. Так мы обеспечиваем удержание динамического уровня в определенном интервале, не давая ему снизиться до приема и вывести из строя УЭЦН. Установленный на некотором расстоянии от устья Клапан перепускной КПЭ препятствует преждевременному охлаждению добываемой жидкости, что замедляет отложение парафинов в лифте НКТ.

В свою очередь в процессе циклического перепуска газа формируются гармонические колебания забойного давления. За счет резкого снижения давления в момент перепуска с последующим медленным нарастанием, в результате чего происходит: а) приобщение или более полное раскрытие интервала пласта, б) за счет действия механической составляющей (уплотнение линз или трещин вмещающей породы пласта при снижении давления) вытеснение жидкости из порового пространства пласта, а значит и наиболее полная выработка запасов нефти, особенно в неоднородных коллекторах. Также имеет место газлифтный эффект, в момент перепуска газа в НКТ с последующим его подъемом на устье скважины, при котором снижаются энергозатраты на подъем.

Глубина установки клапанов КПП пакера подбирается расчетным способом с помощью специально разработанной методики. Будучи равновесным и работая по гравитационному принципу, верхний КПП закрыт при давлении в НКТ большем, чем в затрубном пространстве под пакером. После запуска насоса в процессе эксплуатации под пакером скапливается выделившийся попутный газ и создает давление, превышающее забойное давление над пакером. КПП открывается и происходит перепуск газа. Таким образом, в моменты открытия и закрытия верхнего КПП возникают небольшие по величине периодически повторяющиеся импульсы давления. В циклически работающей системе такие импульсы будут стремиться перейти в гармонические колебания. Возникнет небольшое раскачивающее воздействие, которое, учитывая размеры частиц кольматирующего материала (менее 1 мм), приведет к тому, что ранее закольмированные не работающие, но содержащие нефть капиллярные каналы откроются, и через них начнет протекать жидкость. А это, в свою очередь, приведет к увеличению общего объема поступающей в ствол скважины жидкости. Нижний КПП установлен ниже подошвы пласта. Он открывается, когда давление столба жидкости становится меньше пластового давления. Добываемая жидкость меняет направление движения из пласта в ствол скважины, достигается эффект обратной воронки, которая увеличивает площадь фильтрации нефтяного пропластка.

При смене ГНО перепускные клапаны КПП выполняют функцию клапанов-отсекателей и предохраняют ПЗП от попадания жидкости глушения.

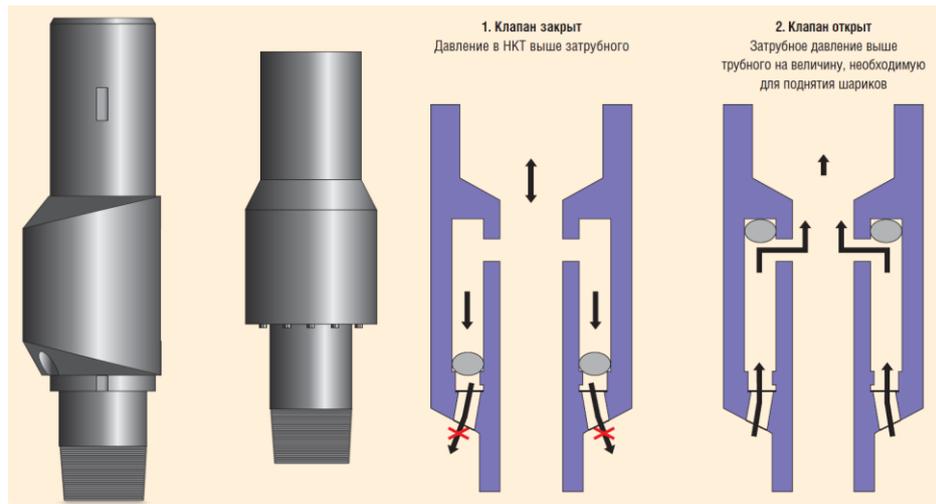


Рисунок 29 – Клапан перепусковой газовой

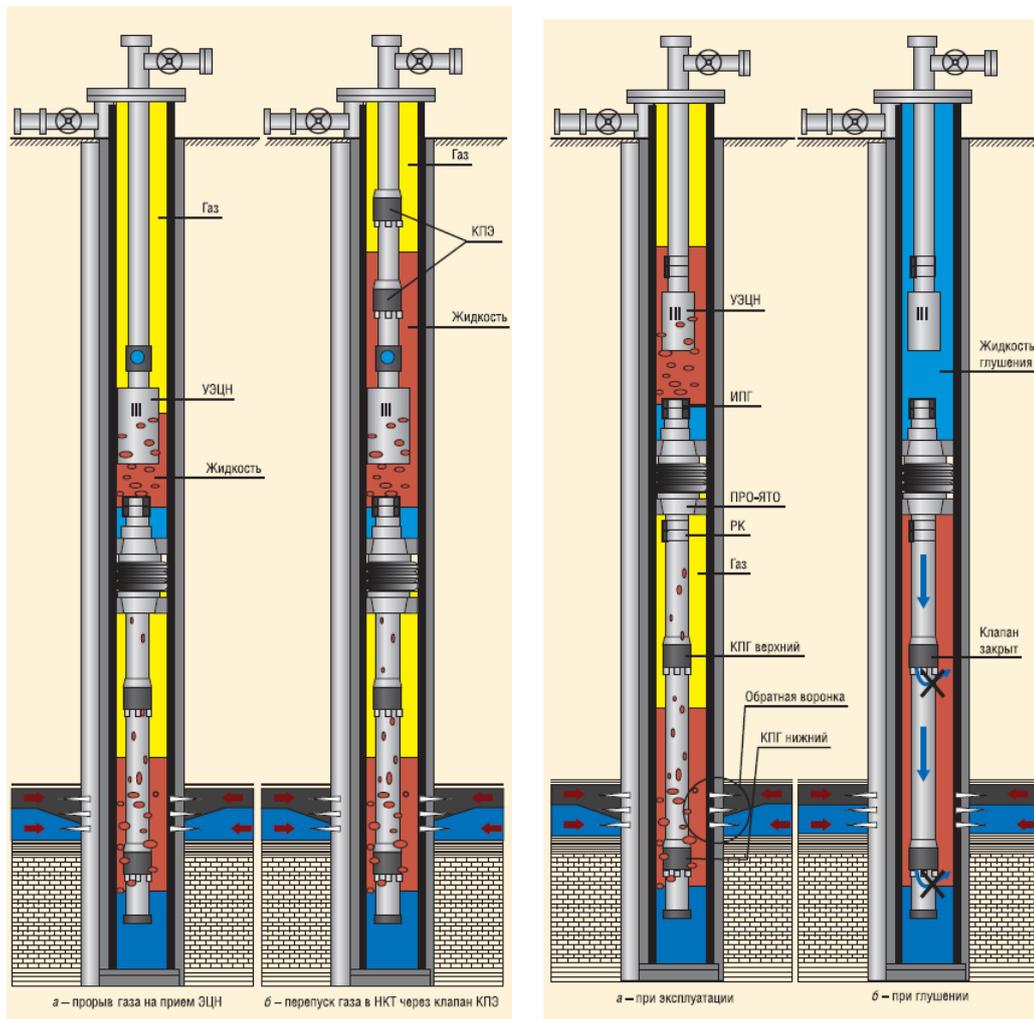


Рисунок 30 – Прорыв газа на приеме насоса
и установка с использованием клапанов КПЭ и работа верхнего и нижнего
клапанов КПГ в компоновке 1ПРОК-УОА-1

Составным элементом перечисленных компоновок для внутрискважинной перекачки выступает пакер с кабельным вводом П-ЭГМ. Это специальная разработка, которая позволяет эксплуатировать высокообводненные скважины без строительства дополнительной инфраструктуры по отводу воды. П-ЭГМ предназначен для временной изоляции вышерасположенного интервала негерметичности и дает возможность обойтись без дополнительных РИР. Последние далеко не всегда эффективны: при использовании цементных материалов, по оценкам экспертов, успешность РИР не превышает 40%, при применении более дорогих полимерных – 75%. При использовании П-ЭГМ достигается 100%-ная успешность.



Рисунок 31 – Пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ

Пакер устанавливается в скважине гидромеханическим способом и содержит:

- пакерующее устройство, предназначенное для герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны;
- нижнее заякоривающее устройство, предназначенное для зацепления с обсадной колонной и предотвращения перемещения пакера вниз;

– узел герметизации, позволяющий контролировать герметичность кабеля после установки в пакер перед его спуском в скважину;

При установке пакера не требуются осевые манипуляции НКТ;

Отличительные особенности данного пакера:

– при использовании в компоновке подземного оборудования с электропогружным насосом обеспечивает неразрывность силовой кабельной линии;

– наличие двух дополнительных каналов позволяет производить закачку различного рода химических реагентов в процессе работы, перепускать газ из подпакерного пространства. 1

– позволяет экономить до 1 млн. руб. на РИР;

– возможность монтажа при отрицательных температурах окружающей среды.



Рисунок 32– Пакеры механические двухстороннего действия ПРО-ЯДЖ-О,
ПРО-ЯДЖ

Пакеры механические двухстороннего действия ПРО-ЯДЖ-О, ПРО-ЯДЖ устанавливаются в нагнетательных и эксплуатационных скважинах для длительной автономной (без связи с НКТ) изоляции требуемого к разобщению участка эксплуатационной колонны в многопакерных компоновках, а также его используют при применении таких технологий, как изоляция водопритока и повышение нефтеотдачи пласта, эксплуатация скважин и проведение технологических операций.

Пакер ПРО-ЯДЖ-О устанавливается в скважине механически, путем осевых перемещений колонны труб (не требует вращения НКТ), приводится в транспортное положение натяжением колонны труб. Пакер ПРО-ЯДЖ устанавливается в скважине вращением колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз, приводится в транспортное положение натяжением колонны труб. Оборудование с возможностью многократного действия за одну СПО. Использование данного пакера позволяет максимально сократить время простоя скважины и увеличить межремонтный период скважины, экономить материалы, время и энергоносители;

Отличительные особенности данного пакера:

- пакеры содержат раздвижные опоры, препятствующие выдавливанию резиновых уплотнительных элементов в межтрубный зазор, что повышает надежность герметизации и облегчает срыв пакеров;
- надежная герметизация эксплуатационной колонны на длительный срок, в том числе и при циклической подаче нагнетательной жидкости, достигается благодаря наличию в конструкции пакера верхнего механического якоря, в отличие от пакеров аналогичного назначения, содержащих верхний гидравлический якорь;
- легкая распакеровка без дополнительной растягивающей нагрузки;
- конструкция пакера проверена многолетним опытом его успешного применения.
- простота конструкции и обслуживания.

Пакер ПРО-ЯТ-О, из серии механических пакеров с верхним замком, которые гидравлически нейтральны, благодаря чему на них не отражаются перепады давления, для эксплуатации в добыче нефти при ОРЭ используется при отсечении нарушения эксплуатационной колонны, скважины с ШГН, позволяет исключить многократные проведения дорогостоящих РИР традиционными методами может применяться в компоновках для ОРЭ, где необходимо натяжение колонны НКТ сверх собственного веса с повышением КПД насоса и снижения эксплуатационных затрат, а также для установки в нагнетательных скважинах и других технологических операций на длительный срок, при которых происходит циклический перепад давления на пакер.



Рисунок 33 – Пакеры-трубодержатели механические двухстороннего действия с возможностью натяжения колонны НКТ ПРО-ЯТ-О

Пакер ПРО-ЯТ-О устанавливается в скважине механически, путем осевого перемещения колонны труб (не требует вращения НКТ), приводится в транспортное положение натяжением колонны труб, содержит встроенный гидравлический посадочный инструмент для установки и последующего отсоединения от колонны

НКТ при автономном использовании пакера. В комплект принадлежностей входит ловильный инструмент для герметичного соединения с пакером, срыва и последующего подъема. Разъединение пакера от колонны НКТ осуществляется гидравлически после сброса шара, а соединение ловильного инструмента ИЛ с пакером осуществляется механической разгрузкой веса НКТ не менее 5 кН. Пакер с возможностью многократного действия за одну СПО.

Отличительные особенности данного пакера:

- пакеры содержат раздвижные опоры, препятствующие выдавливанию резиновых уплотнительных элементов в межтрубный зазор, что повышает надежность герметизации и облегчает срыв пакеров;
- наличие возможности натяжения колонны НКТ до 12 т после посадки пакера без нарушения герметичного разобщения интервалов эксплуатационной колонны;
- надежная герметизация эксплуатационной колонны на длительный срок, в том числе и при циклической подаче нагнетательной жидкости, достигается благодаря наличию в конструкции пакера верхнего механического якоря, в отличие от пакеров аналогичного назначения, содержащих верхний гидравлический якорь;
- легкая распакеровка без дополнительной растягивающей нагрузки.
- высокая ремонтпригодность.

Технические характеристики:

- Температура рабочей среды 100°С. По специальному заказу максимальная температура рабочей среды – 150°С, при заказе оборудования добавляется буква «Т». Пример - ПРО-ЯТ-О-122Т.
- По специальному заказу пакерующее устройство может быть укомплектовано двумя резиновыми уплотнительными элементами.
- Максимальный перепад давления на пакер 35 МПа.
- Нагрузка при пакеровке 120-160 кН.

– Максимальное осевое усилие при посадке, создаваемое весом труб, - 250 кН.

Пакеры механические с уравнительным клапаном предназначены для длительного герметичного разобщения интервалов ствола обсадной колонны и ее защиты от динамического воздействия рабочей среды в процессе проведения различных технологических операций. Используется в компоновке с пакером ПРО-Ш для производства селективных (поинтервальных) обработок пласта под давлением кислотами, химреагентами и другими жидкостями, для поинтервальной опрессовки обсадной колонны и поиска негерметичности. В этом случае между пакерами устанавливают перфорированную трубу, а пакер ПРО-Ш-К-ЯМ2 или ПРО-Ш-К-ЯМО2 устанавливают под этой трубой.



Рисунок 34 – Пакер механический с уравнительным клапаном ПРО-Ш-К-ЯМО

Пакер ПРО-Ш-К-ЯМО2 устанавливается в скважине механически путем осевых перемещений колонны труб (не требует вращения НКТ), приводится в

транспортное положение натяжением колонны труб. Пакер ПРО-Ш-К-ЯМ2 устанавливается в скважине вращением колонны труб вправо на 1/4 оборота с одновременным перемещением вниз, приводится в транспортное положение натяжением колонны труб. Пакера с возможностью многократного действия за одну СПО. Пакеры содержат раздвижные опоры, препятствующие выдавливанию резиновых уплотнительных элементов в межтрубный зазор, что повышает надежность герметизации и облегчает срыв пакеров, а также снабжены уравнивающим клапаном, который в процессе пакеровки изолирует подпакерную зону от надпакерной, а при спуско-подъемных операциях или при промывке скважины обеспечивает сообщение подпакерной зоны с надпакерной. При СПО, а также при распаковке пакера, без его поднятия, обеспечивается сообщение затрубного пространства с внутренним пространством НКТ через открытый клапан, что позволяет производить промывку скважины. Пакеры снабжены шпонкой и обеспечивают передачу крутящего момента на колонну труб или оборудование, установленные под пакером;

Отличительные особенности:

- высокая надежность герметизации эксплуатационной колонны при длительной эксплуатации и высоких перепадах давления на пакер;
- легкая распаковка без дополнительной растягивающей нагрузки;
- герметичное перекрытие всего поперечного сечения обсадной колонны или кольцевого пространства между пакером и обсадной колонной со снятым клапаном;
- при использовании в двухпакерном варианте возможно создание многократного импульсного воздействия на пласт при высоких депрессиях;
- конструкция пакера проверена многолетним опытом его успешного применения.
- высокая ремонтпригодность.

2.3 Анализ напряженно-деформированного состояния базовых узлов пакера

Так как пакер является ответственным узлом во время проведения геолого-технических мероприятий и от его работоспособности зависит не только отсутствие осложнений и аварийных ситуаций в скважине, но и успех проведения технологических операций, таких как селективное испытание пластов или борьба с поглощением бурового раствора, то возникает необходимость проведения специальных расчетов базовых элементов пакера ответственных за его функциональность и надежность.

Для определения работоспособности пакера проводят расчеты, определяющие:

- необходимое для герметизации контактное давление между резиновым уплотнительным элементом и стенкой скважины;
- осевую силу, обеспечивающую необходимое контактное давление;
- оптимальную высоту уплотняющего элемента;
- длину хода штока пакера;
- параметры корда уплотняющего элемента.

К главным параметрам пакера относят:

- диапазон внутренних диаметров скважины или диаметр долота, которым скважина была пробурена в предполагаемом интервале установки пакера;
- перепад давления, воспринимаемый пакером;
- особенности технологического процесса.

Первоначально нужно провести расчет площади кольцевого сечения уплотнительного элемента

$$F = \pi R^2 - \pi r^2,$$

, где R – наружный радиус уплотнительного элемента пакера,
 r – внутренний радиус;

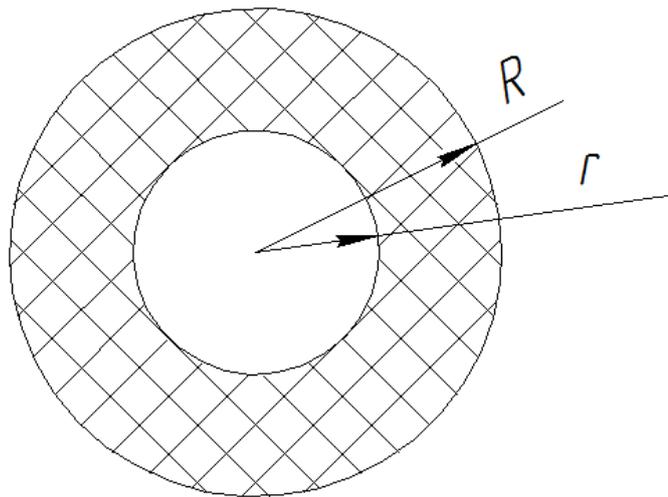


Рисунок 35 – Кольцевое сечение уплотнительного элемента пакера

Для того что бы определить будет ли герметичен пакер в скважине вычисляется контактное давление между обсадной колонной и уплотняющими элементами

$$P_k = P_{кс} + P_{кп}$$

, где $P_{кс}$, $P_{кп}$ - контактные давления за счет предварительного сжатия уплотнения и действия перепада давления соответственно.

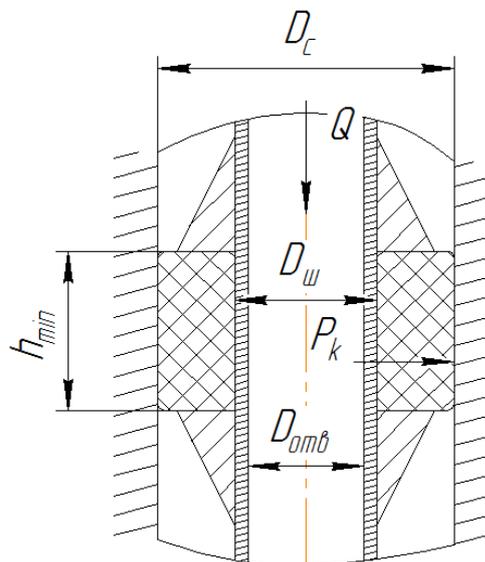


Рисунок 36 – Схема определения контактного давления

Для определения контактного давления и наименьшей величины осевой силы Q , обеспечивающей герметичное разобщение ствола скважины, используется следующая зависимость:

$$P_k = \frac{\mu_p}{1 - \mu_p} \cdot 2 \cdot z \cdot \left[\frac{Q}{F} - G \cdot \frac{((R_c^2 - R_m^2)^3 - (R_n^2 - r_m^2)^3)}{((R_c^2 - R_m^2)^2 - (R_n^2 - r_m^2))} + \Delta P \right]$$

, где F- площадь кольцевого сечения уплотнительного элемента в деформированном состоянии;

R_n , R_c – наружный радиус резины (эластомера) до нормальном (транспортном) состоянии и деформированном состоянии, т.е. рабочем (последний равен внутреннему диаметру обсадной колонны);

R_m – внутренний радиус резинового уплотнительного элемента;

ΔP - перепад давления у пакера;

G – модуль сдвига резины:

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \mu_p)}$$

$$Q \geq (0,111 \cdot \Delta P \cdot F + G \cdot F) \cdot \frac{((R_c^2 - R_m^2)^3 - (R_n^2 - r_m^2)^3)}{((R_c^2 - R_m^2)^2 - (R_n^2 - r_m^2))}$$

$$P_k = \frac{\mu_p}{1 - \mu_p} \cdot \left[\frac{Q}{F} \cdot G \cdot \frac{((R_c^2 - R_m^2)^3 - (R_n^2 - r_m^2)^3)}{((R_c^2 - R_m^2)^2 - (R_n^2 - r_m^2))} + \Delta P \right]$$

При выполнении условий будет осуществляться герметичное разобщение ствола скважины уплотнительными элементами пакера.

Высота резинового уплотнительного элемента пакера в свободном состоянии может быть определена из условия равенства площади его поверхности до и после деформирования. Это условие позволяет сократить вероятность затекания резины уплотнительного элемента в зазор между пакером и обсадной колонной.

Расчеты высоты резинового уплотнительного элемента при учете этого положения дают наименьшую высоту:

$$h_{\min} = \frac{2h_c \cdot (R_c - r_c) + R_c^2 + R_n^2}{2 \cdot (R_n + R_m)}$$

, где h_c – высота резинового уплотнительного элемента в сжатом состоянии.

h_c найдем из объёма одного резинового уплотнительного элемента

пакера до и после распаковки:

Зная диаметр распакованного пакера, можем найти h_c :

$$h_c = \frac{V \cdot 4}{\pi \cdot (D^2 - d^2)}$$

Наибольшая высота резинового уплотнительного элемента может быть найдена по условию самозакрепления пакера при действии осевого усилия:

$$h_{\max} = \frac{R_c^3 \cdot (R_c^2 - r_{\text{ш}}^2)}{0,45 \cdot f \cdot (R_c^2 - r_{\text{ш}}^2) \cdot (3 \cdot R + 2 \cdot R_c^2 \cdot r_{\text{ш}} - r_{\text{ш}}^2)}$$

При расширении цилиндра в резине возникают большие осевые напряжения. Основную нагрузку несут нити корда, имеющие большую жесткость, чем резина. Корд - жёсткие и прочные тканевые, металлические или композитные волокна; обод, применяемый для армирования (придания жёсткости) конструкции. Наиболее распространенная ткань кордов – бельтинг (хлопковая ткань).



Рисунок 37 – Резина пакера в сжатом состоянии

Толщина кордной оболочки, характеризующая прочность резинового уплотнительного элемента в целом и соответственно возможность многократной перепосадки пакера, определяется числом слоев материала корда:

$$m = \frac{\Delta P \cdot R_k \cdot t}{[N] \cdot \cos \beta}$$

, где ΔP - перепад давления у пакера;

R_k - средний радиус корда в момент прижатия пакера к стенкам скважины;

$[N]$ – допустимое усилие нити на разрыв ($[N] = 0,3-0,6$ кН);

t – шаг нитей (по перпендикуляру к нити) кордной ткани ($t=1,2$ мм);

β - угол подъема нитей корда с окружным направлением в момент прижатия пакера к обсадной колонне.

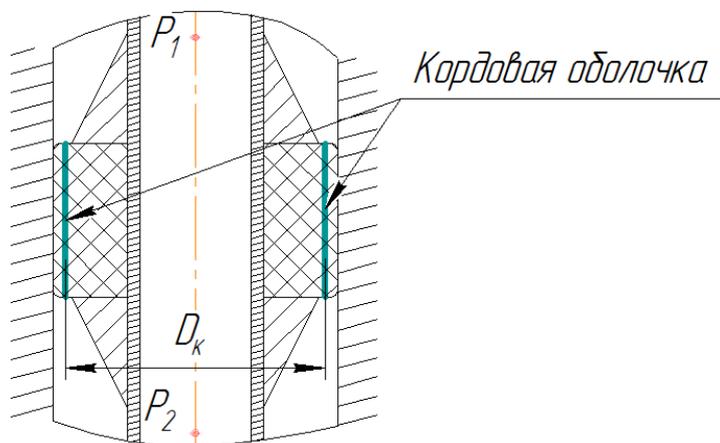


Рисунок 38 – Резиновый уплотнительный элемент с кордовой оболочкой в распакерованном положении

Угол подъема нитей корда определяют следующим образом: при сжатии уплотнительного элемента, давление сжатия будет восприниматься нитями корда, без изменения размеров, в том случае, если угол подъема нитей без их продольной деформации будет меньше 35° , при большем угле оболочка увеличивается по диаметру, и укорачивается за счет изменения угла подъема нитей без их продольной деформации. Начальный угол определяют из равенства длины нитей в пределах одного шага намотки до начала деформации и в момент прижатия к стенкам скважины:

$$\frac{-2\pi \cdot R_{\text{кк}}}{\cos\beta_{\text{н}}} = \frac{2\pi \cdot R_{\text{с}}}{\cos 30^\circ}$$

, где $R_{\text{кк}}$ – средний радиус корда пакера в свободном состоянии;

$\beta_{\text{н}}$ – начальный угол подъема нитей корда.

Из последнего выражения находим:

$$\cos\beta \leq \frac{R_{\text{кк}}}{R_{\text{с}}} \cdot \cos 35^\circ$$

Далее определяем толщину кордной оболочки:

$$m = \frac{\Delta P \cdot R_k \cdot t}{[N] \cdot \cos\beta}$$

Осевое перемещение свободного конца уплотняющего элемента можно вычисляется для получения данных, при каких минимальных перемещениях рабочих элементов пакера будет достигаться герметичное разобщение испытуемого интервала. Вычислить осевое перемещение свободного конца уплотнительного элемента можно по формуле:

$$S = \left(\frac{1}{l_0}\right) \cdot L$$

где L - рабочая высота намотки корда в свободном состоянии,

l, l_0 - шаг намотки нитей корда после прижатия оболочки к обсадной колонне и в свободном состоянии;

Шаг намотки нитей корда после прижатия к обсадной колонне вычисляется по формуле:

$$l = 2 \cdot \pi \cdot R_c \cdot \operatorname{tg}\beta$$

Шаг намотки нитей корда в свободном состоянии вычисляется по формуле:

$$l_0 = 2 \cdot \pi \cdot R_{kc} \cdot \operatorname{tg}\beta$$

Далее находим осевое перемещение свободного конца уплотняющего элемента:

$$S = \left(\frac{1}{l_0}\right) \cdot L$$

Зная осевое перемещение свободного конца уплотняющего элемента, можно задать точное значение необходимого осевого перемещения механизма пакера.

При проектировании пакера необходимо учитывать возможность его работы в наклонно направленных скважинах и принимать во внимание способность деформации пакера при прохождении изогнутых частей ствола. Длина пакера, при которой он будет касаться обсадной колонны в трех точках (по концам и посередине) при прохождении им изогнутой части скважины, определяется из выражения:

$$l_{\text{пак}} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot R \Delta s} :$$

, где R – радиус изгиба ствола скважины;

Δs - зазор между пакером и обсадной колонной;

При большей длине пакера, проходя изгиб, или застрянет, или изогнется сам. Последнее может привести к его повреждению.

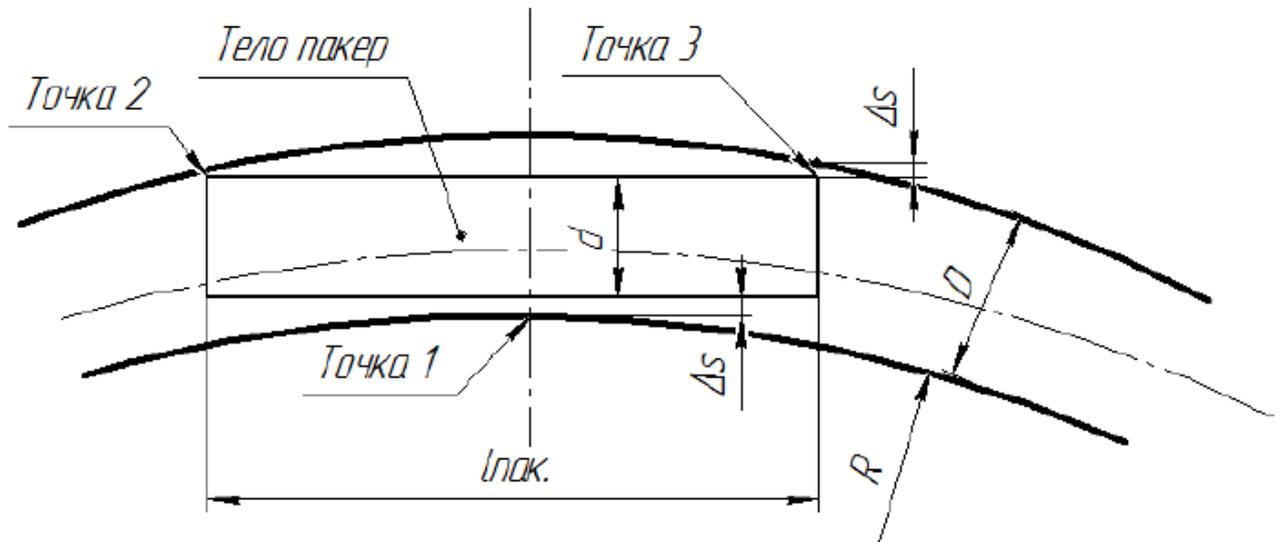


Рисунок 39 – Схема предельного свободного вписывания пакера

Силу трения уплотнительного элемента пакера о стенку обсадной колонны $F_{\text{тр}}$ определяют для получения условия герметичности пакера, а также получение данных по компенсации выталкивающей силы от перепада давлений за счет сил трений:

$$F_{\text{тр}} = \mu_{\text{т}} \cdot f_0 \cdot (S_1 + S_2)$$

где $\mu_{\text{т}}$ - коэффициент трения скольжения резины по стали, $\mu_{\text{т}} = 0,6$;

f_0 - начальное давление уплотнения;

S_1 - площадь внутренней боковой поверхности уплотнительного элемента,

$$S_1 = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h$$

S_2 - площадь наружной боковой поверхности уплотнительного элемента,

$$S_2 = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot h$$

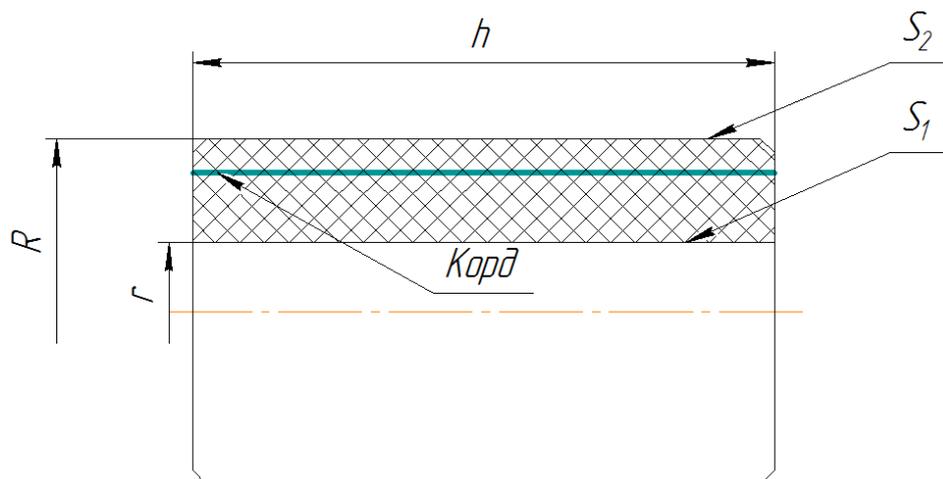


Рисунок 40 – Схема уплотнительного элемента

Сила трения уплотнительного элемента о стенку обсадной колонны:

$$F_{\text{тр}} = \mu_{\text{т}} \cdot f_0 \cdot (S_1 + S_2)$$

Благодаря выполнению подобных расчетов и исследований часто встречаемые недостатки возможно и необходимо устранять в процессе проектирования конструкции пакера с помощью проведения специальных аналитических расчетов базовых узлов оборудования и последующего стендового тестирования

2.4 Интеллектуализация пакерных компоновок

Интеллектуальная скважина с многопакерной установкой дает возможность регулировать параметры пласта в режиме реального времени и обеспечить дифференцированное воздействие на отдельный интервал или участок нефтяной залежи через скважины. Многопластовые нефтяные месторождения в Западной Сибири вскрыты такими скважинами. Это дает возможность организовать одновременно-раздельную или поочередную разработку нескольких эксплуатируемых объектов с возможностью учета добычи нефти и объема нагнетаемой воды.

Пакерные компоновки с электроклапанами позволяют разрабатывать пропластки независимо друг от друга, каждый в своем темпе, не нарушая естественных режимов истечения нефти. Электроклапаны и пакерные компоновки

с их использованием относятся к категории умной техники. Их появление соответствует актуальному для мировой нефтедобывающей отрасли тренду на трансформацию скважинного оборудования в системы с искусственным интеллектом, которые дают возможность эксплуатировать месторождения без участия человека.

Одной из таких компоновок является ОРД-2РЭК-2БТ-КГ-3Г

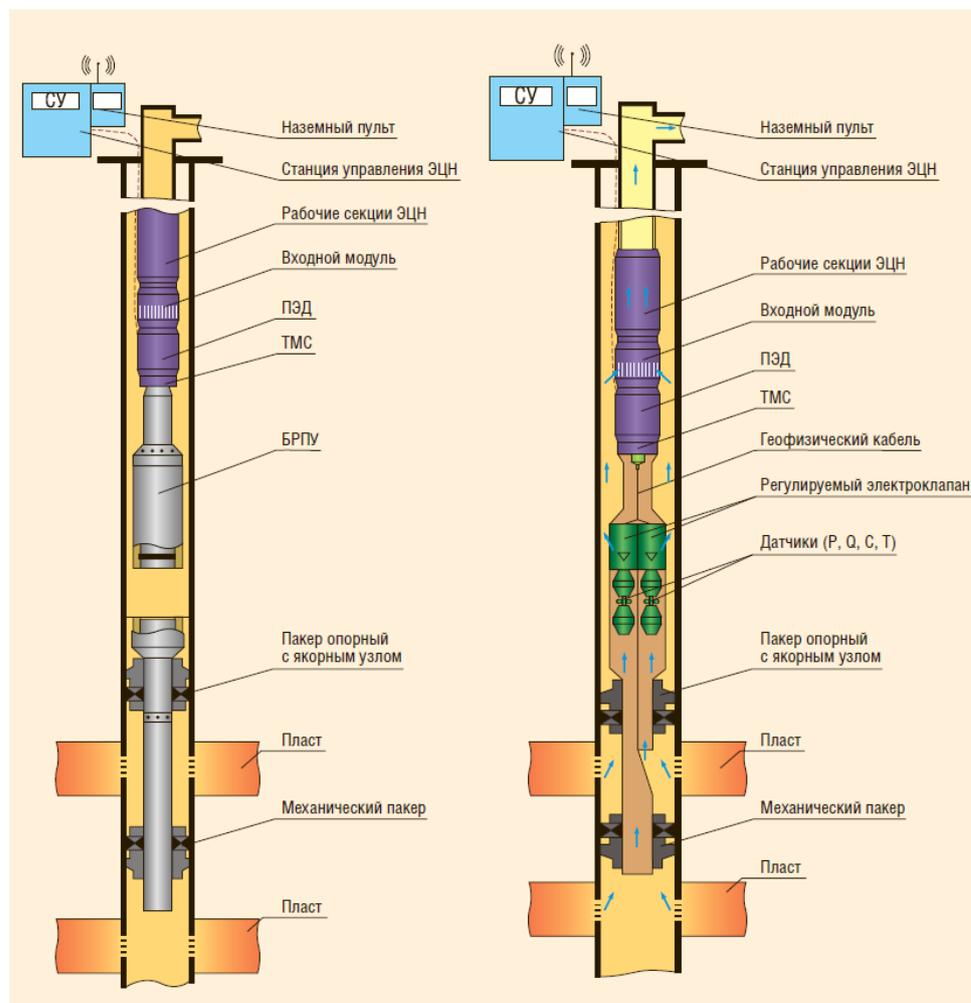


Рисунок 41 – Компоновка ПИМ-ОРД-2РЭК-2БТ-КГ-3Г

Область применения:

- скважины, имеющие во вскрытом разрезе значительные отличия коллекторских свойств пластов и характеристик нефти, большую разностью пластовых давлений и разность глубин залегания пластов;
- скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов (обводнение, давление насыщения).

Преимущества:

- отсутствие гидравлических трубок для управления клапанами; отсутствие дополнительного кабеля для обмена данными с глубинными датчиками и передачи управляющих команд на клапаны;
- регулирование степени открытия/закрытия электроклапана со станции управления на устье скважины;
- информация с блока телеметрии может быть транслирована в режиме онлайн через систему передачи данных GPRS или 3G;
- извлечение системы передачи данных PQT и электроклапанов проводится, без извлечения пакерной системы.

Особенность компоновки заключается в наличии процессора на каждый блок состоящий из датчиков и электроклапана. В процессор можно заложить программу, позволяющую регулировать степень раскрытия клапана в зависимости от показаний датчиков. Даже при потере связи с поверхностью система может автоматически поддерживать заданные параметры обеспечивая оптимальный режим эксплуатации скважины.

Параллельное расположение каналов в блок отдельной подачи и учета значительно повышает информативность температурных датчиков и уменьшает габариты блока отдельной подачи и учета. Кроме того, установка РЭК выше БТ с датчиками обеспечивает возможность записи КВД по одному из пластов при работающем втором.

В целях снижения стоимости компоновки, повышения скорости и стабильности прохождения потока данных с датчиков на наземную панель и обратно, а также повышения мощности и надежности энергоснабжения РЭК и глубинных датчиков в новой конструкции управление компоновкой осуществляется по геофизическому кабелю, а не посредством подключения к ТМС. Геофизический кабель прокладывается вплотную к силовому кабелю, в связи с чем риск его повреждения при спуске минимален. Его использование обеспечивает обновление

данных до нескольких раз в секунду и передачу мощности в 72-300 Вт. Такого резерва мощности должно хватить даже для использования трехфазных расходомеров.

По данным геологического департамента ОАО «Самаранефтегаз» благодаря установке и поддержанию максимально эффективного режима эксплуатации за 268 сут. удалось дополнительно добыть 4091 т нефти. Соответственно, средний прирост дебита нефти за данный период составил 15,3 т/сут, что равносильно вводу в эксплуатацию дополнительной типичной для данного региона скважины.

Таким образом данная компоновка способна за счет онлайн-контроля параметров разработки пластов и обратной связи с пластом посредством регулируемого электроклапана устанавливать и длительное время поддерживать оптимальный режим эксплуатации динамической системы из двух и более пластов. Результат – значительный прирост дебитов нефти на уже эксплуатируемых скважинах.

Также, пакерные компоновки, включающие в себя электроклапана и возможность автоматического сбора информации параметров, используются при ОРЗ, внутрискважинной перекачки (ВСП) жидкости. Одной из таких является компоновка ПИМ-ОРЗ-ВСП2РЭК-2БТ-Г-3Г.

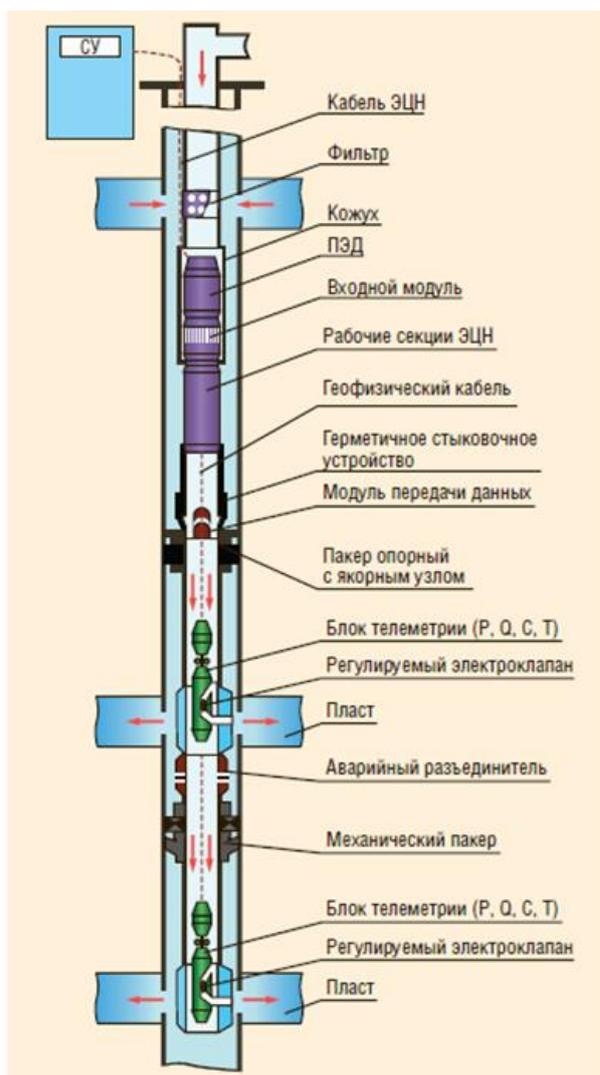


Рисунок 42 – Компоновка ПИМ-ОР3-ВСП-2РЭК-2БТ-Г-3Г

Компоновка ОР3-2РЭК-2БТ-КГ служит для закачки воды в пласты нагнетательной скважины с разделением объектов закачки пакерами и установкой блоков телеметрии БТ и электроклапанов РЭК на каждый пласт с целью организации системы поддержания ППД и создания требуемой депрессии на пласт.

Область применения:

- одновременно-раздельная закачка воды в разные пласты в пределах одной скважины с контролем объема закачки жидкости в каждый пласт в режиме онлайн;
- литологические не однородные пласты скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов;

Преимущества:

- возможность учета закачиваемого агента по пластам в режиме онлайн;
- изменение режимов закачки по команде оператора или в автоматическом режиме со станции управления расположенной на устье;
- простота и легкость монтажа оборудования;
- конструктивные особенности полностью исключают риски создания аварийных ситуаций при обслуживании компоновки;
- информация с блока телеметрии может быть транслирована в режиме онлайн через систему передачи данных GPRS или 3G;
- высокий показатель межремонтного периода.

3. КОМПЛЕКСНЫЙ ПОХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ПАКЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Существует несколько достаточно простых технологических решений для модификации скважинных компоновок подземного оборудования, которые, что важно, можно быстро реализовать в процессе текущей смены насосов. Следует отметить, что стоимость реализации этих решений несоизмеримо ниже стоимости ремонтных работ по смене ГНО, а эффективность работы оборудования становится выше. В частности, как показывает промысловая практика, увеличивается текущий дебит нефти и сокращается время вывода скважин на режим. Несколько модификаций представлено в таблице 3 (приложение А).

Если же рассматривать полноценные пакерные компоновки, то для эксплуатации скважин с высоким содержанием газа, механических примесей, склонных к солеотложениям, а также с высоким содержанием АСПО в добываемой жидкости установками ЭЦН с гидрофобизацией призабойной зоны применяют 1ПРОК-УОА-1 для изоляции интервала негерметичности выше УЭЦН с отводом газа из-под пакера используется 1ПРОК-ИВЭГ-1, для поддержания пластового давления, в том числе и при циклической закачке применяют 1ПРОК ППД-1. Применение пакерной компоновка 2ПРОК-СО-2 позволяет проводить селективные обработки различными химическими реагентами, определять место негерметичности ЭК, сократить время проведения ремонтных работ в скважине, а также проводить многократные операции за одну СПО. Для эксплуатации скважин установкой ШГН с целью уменьшения обводненности добываемой жидкости и изоляции вышерасположенного интервала негерметичности применяют 2ПРОК-УОИВ.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Григорьев Василий Андреевич

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами для расчета величины экономического эффекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов.	Общий налоговый режим. Налог на прибыль – 20%. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка готовности проекта к коммерциализации. Выполнение SWOT-анализа проекта
Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов внедрения пакерного оборудования
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение экономической эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимовна Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Григорьеву Василию Андреевичу		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль охватывает разведку, разработку нефтяных и газовых месторождений, добычу жидких углеводородов, переработку, производство и сбыт энергии. Но большинство месторождений России находятся на последней стадии разработки, из-за чего приходится находить новые решения для выработки запасов и извлечения их на поверхность. При этом результаты решений (принятия новых технологий) должны иметь экономическую выгоду.

Целью данного раздела выпускной квалифицированной работы является определение экономической эффективности применения пакерных установок.

4.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то, что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит, в том числе и от принятых действий, решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность научного исследования.	1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон.	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная и дорогостоящая реализация. 3. Задержка финансирования разработки.

В рамках второго этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	0	0	+
	B3	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 5 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C2C3, B2C1C3, B3C1C3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	0	-	0
	B3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 6 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1Сл1Сл3, B3Сл3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 7 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У2С2, У3С2С3.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 8 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

Проект имеет высокую актуальность научного исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

4.2 Оценка эффективности внедрения пакеров

Как известно, основным средством защиты эксплуатационной колонны являются пакеры, которые отделяют ее от агрессивной жидкости и защищают от воздействия высокого давления. Кроме того, они должны надежно разобщать два участка скважины при значительных перепадах давления, должны работать в агрессивной среде. Конструкция должна быть простой, управляться с поверхности путем несложных операций: вращения или спуска труб, закачки жидкости под повышенным давлением и др. Срок службы должен исчисляться годами, поскольку от этого напрямую зависит экономическая целесообразность эксплуатации скважин.

На всех нагнетательных скважинах X месторождения установлены пакеры. Распределение скважин по типу пакера приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение скважин X месторождения по типу пакера

Нагнетательная скважина	Тип пакера
№ 1612	ПРО-ЯДЖ-122
№ 1620	ПВМ-122-500
№ 1625	ПРО-ЯДЖ-122
№ 1627	ПВМ-122-500
№ 1631	ПВМ-118-500
№ 1639	ПВМ-122-500
№ 1640	ПМА1 122-52-50
№ 1840	ПВМ-118-500
№ 1847	ПРО-ЯМО-118
№ 1852	ПВМ-122-500
№ 1866	ПВМ-122-500
№ 67 Исм	ПРО-ЯДЖ-122

Для оценки правильности подбора пакера выполним расчет гидродинамического давления на пакер для каждой скважины. Исходные данные приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные по нагнетательным скважинам X месторождения

Нагн. скв.	Максим. перепад давления, воспринимаемый пакером, Па	Пластовое давление, Па	Глубина посадки пакера, м	Отметка продуктивного горизонта, м
1	2	3	4	5
№ 1612	$35 \cdot 10^6$	$15,2 \cdot 10^6$	2017,3	2074,0
№ 1620	$50 \cdot 10^6$	$19,1 \cdot 10^6$	1919,0	1946,5
№ 1625	$35 \cdot 10^6$	$22,7 \cdot 10^6$	1959,5	2021,0
№ 1627	$50 \cdot 10^6$	$21,4 \cdot 10^6$	1886,7	1950,0
№ 1631	$50 \cdot 10^6$	$17,2 \cdot 10^6$	1930,0	2023,0
№ 1639	$50 \cdot 10^6$	$13,1 \cdot 10^6$	1933,0	1994,6
№ 1640	$50 \cdot 10^6$	$21,3 \cdot 10^6$	1989,0	2046,6
№ 1840	$50 \cdot 10^6$	$14,8 \cdot 10^6$	1826,0	1898,0
№ 1847	$100 \cdot 10^6$	$22,1 \cdot 10^6$	1943,0	2005,9
№ 1852	$50 \cdot 10^6$	$22,2 \cdot 10^6$	1906,0	1968,9
№ 1866	$50 \cdot 10^6$	$12,9 \cdot 10^6$	2038,5	2061,0
№ 67 Исм	$35 \cdot 10^6$	$22,9 \cdot 10^6$	1930,3	1991,8

При подборе пакера гидродинамическое давление на пакер скважины № 1612 рассчитывается по формуле:

$$\Delta P = P_{\text{НЗ}} - P_{\text{ВХ}} < P_{\text{max}},$$

где

$P_{\text{НЗ}}$ – давление на пакер снизу, Па;

$P_{\text{ВХ}}$ – давление на пакер сверху, Па;

P_{max} – максимальное давление, воспринимаемое пакером, Па.

Давление на пакер снизу ($P_{\text{НЗ}}$, Па) определяется по формуле:

$$P_{\text{НЗ}} = P_{\text{ЗБ}} - g \cdot \rho (Z_{\text{ПАК}} - Z_{\text{ПЛ}}),$$

где

$P_{\text{ЗБ}}$ – забойное давление, Па;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

ρ – плотность воды, кг/м³ (1150 кг/м³);

$Z_{\text{ПАК}}$ – геодезическая отметка (альтитуда) пакера, м;

$Z_{\text{ПЛ}}$ – геодезическая отметка (альтитуда) продуктивного горизонта, м.

Забойное давление ($P_{\text{ЗБ}}$, Па) определяется по формуле:

$$P_{\text{ЗБ}} = P_{\text{ПЛ}}^{\text{H}} + \frac{Q}{K},$$

где

$P_{\text{ПЛ}}^{\text{H}}$ – пластовое давление, Па;

Q – объемный секундный расход закачиваемой воды, м³/с;

K – коэффициент приемистости, м³/(с·Па).

$$P_{\text{ЗБ}} = 32,5 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

$$P_{\text{НЗ}} = 32,5 \cdot 10^6 - 9,81 \cdot 1150 \cdot (2017,3 - 2074,0) = 33,14 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Давление на пакер сверху ($P_{\text{ВХ}}$, Па) определяется по формуле:

$$P_{\text{ВХ}} = P_{\text{ЗТ}} - g \cdot \rho_{\text{бф}} (Z_{\text{бф}} - Z_{\text{ПАК}}),$$

где

$P_{\text{ЗТ}}$ – затрубное давление, Па ($P_{\text{ЗТ}} = 0$, т. к. пакер герметичен);

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$\rho_{\text{бф}}$ – плотность буферной жидкости, кг/м³ (в качестве буферной жидкости применяется АКЖ – Марвелан плотостью 850 кг/м³);

$Z_{\text{ПАК}}$ – геодезическая отметка (альтитуда) пакера, м;

$Z_{\text{бф}}$ – геодезическая отметка (альтитуда) уровня буферной жидкости, м. В нашем случае буферная жидкость доходит до устья, т.е. $Z_{\text{бф}} = 0$ м.

$$P_{\text{ВХ}} = 0 - 9,81 \cdot 850 \cdot (0 - 2017,3) = 1,71 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

$$\Delta P = 33,14 \cdot 10^6 - 16,82 \cdot 10^6 = 16,32 \cdot 10^6 < P_{\text{max}}.$$

Результаты расчетов по всем скважинам сведем в таблицу 11

Таблица 11 – Результаты расчетов по нагнетательным скважинам X месторождения

Нагнетательная скважина	Забойное давление, Па	Давление на пакер снизу, Па	Давление на пакер сверху, Па	Гидродинамическое давление на пакер, Па
1	2	3	4	5
№ 1612	32,5*10 ⁶	33,14*10 ⁶	16,82*10 ⁶	16,32*10 ⁶
№ 1620	23,7*10 ⁶	24,01*10 ⁶	16,00*10 ⁶	8,01*10 ⁶
№ 1625	26,8*10 ⁶	27,49*10 ⁶	16,34*10 ⁶	11,15*10 ⁶
№ 1627	23,9*10 ⁶	24,61*10 ⁶	15,73*10 ⁶	8,88*10 ⁶
№ 1631	30,5*10 ⁶	32,55*10 ⁶	16,09*10 ⁶	16,46*10 ⁶
№ 1639	23,9*10 ⁶	24,59*10 ⁶	16,12*10 ⁶	8,47*10 ⁶
№ 1640	25,7*10 ⁶	26,35*10 ⁶	16,59*10 ⁶	9,76*10 ⁶
№ 1840	23,9*10 ⁶	24,71*10 ⁶	15,23*10 ⁶	9,48*10 ⁶
№ 1847	28,7*10 ⁶	29,41*10 ⁶	16,20*10 ⁶	13,21*10 ⁶
№ 1852	29,8*10 ⁶	30,51*10 ⁶	15,89*10 ⁶	14,62*10 ⁶
№ 1866	25,9*10 ⁶	26,15*10 ⁶	17,00*10 ⁶	9,15*10 ⁶
№ 67 Исм	26,2*10 ⁶	26,89*10 ⁶	16,10*10 ⁶	10,79*10 ⁶

Итак, оценив разницу между гидродинамическим давлением на пакер при режимной подаче и максимальным давлением, воспринимаемым пакером, можно сделать вывод о том, что 100 % пакеров подобраны правильно, т. к. во всех случаях $\Delta P = P_{\text{НЗ}} - P_{\text{ВХ}} < P_{\text{max}}$.

Проведем анализ необходимости подбора пакера для нагнетательных скважин X месторождения. Для эксплуатирующихся нагнетательных скважин оценку целесообразности внедрения эксплуатационных пакеров необходимо осуществлять на основе оценки технического состояния и условий эксплуатации конкретной нагнетательной скважины при помощи системы нескольких критериев (таблица 12).

Таблица 12 – Критерии внедрения пакеров в нагнетательных скважинах

Номер критерия	Критерий	Значения для определения коэффициента	Значения коэффициента
1	Количество нарушений ЭК за весь срок эксплуатации скважины	3 нарушения и > 2 нарушения 1 нарушение Нет нарушений	$C_1 = 1;$ $C_1 = 0,7;$ $C_1 = 0,5;$ $C_1 = 0$
2	Срок эксплуатации скважины с момента ввода ($T_э$, лет)	При $T_э < 25$ лет При $T_э \geq 25$ лет	$C_2 = 0,01T_э;$ $C_2 = 0,3$
3	Срок планируемой эксплуатации скважины после установки пакерной защиты ($T_{пк э}$, лет) с учетом экономической обоснованности эксплуатации	$T_{пк э} < 2$ $2 \leq T_{пк э} \leq 8$ $T_{пк э} > 8$	$C_3 = 0,1;$ $C_3 = 0,2;$ $C_3 = 0,3$
4	Максимальное рабочее давление закачки ($P_{зак}$, МПа)	$P_{зак} \leq 7,5$ МПа $P_{зак} > 7,5$ МПа	$C_4 = 0;$ $C_4 = (P_{зак} - 7,5)/7,5$
5	Наружный диаметр (D , мм) и минимальная толщина стенки (b , мм) ЭК	$b/D > 0,06$ $b/D = 0,045 \dots 0,06$ $b/D = 0,040 \dots 0,045$ $b/D < 0,040$	$C_5 = -0,1;$ $C_5 = 0;$ $C_5 = 0,1;$ $C_5 = 0,2$
6	Тип закачиваемой воды	Сточная Пластовая Пресная	$C_6 = 0,2;$ $C_6 = 0;$ $C_6 = 0$
7	Высота недоподъема цемента за ЭК (h , м)	$h \leq 10$ м $h > 10$ м	$C_7 = 0;$ $C_7 = 0,1 + 0,0004 h$
8	Наличие катодной защиты	ЭК оборудованы защитой ЭК не оборудованы защитой	$C_8 = -0,1;$ $C_8 = 0;$
9	Экологические требования	Расположение скважины в зоне питания родников	$C_9 = 0,5;$ $C_9 = 0$
10	Степень важности нагнетательной скважины	Определяется по фактическому суммарному дебиту нефти реагирующих скважин, $D_n \leq 10$ т/сут $10 < D_n < 30$ т/сут $D_n \geq 30$ т/сут	$C_{10} = 1;$ $C_{10} = 0,85 + 0,015 D_n;$ $C_{10} = 1,3$

Необходимость внедрения пакера оценивается суммой коэффициентов по всем критериям, указанным в таблице 12, по формуле:

$$\Omega_{\Sigma} = C_{10} \cdot \Sigma C_i ,$$

где,

Ω_{Σ} - коэффициент необходимости внедрения пакера

C_{10} - коэффициент, учитывающий степень важности скважины

C_i - значение коэффициента одного из интервалов с определенным фактором

Приоритет для внедрения пакеров имеют скважины с наибольшими значениями коэффициентов.

Так же, стоит отметить, что внедрение данных пакеров при ремонте скважин, используется как альтернатива установкам цементных мостов, что позволило сократить продолжительность ремонта скважин до 34 часов. Сокращение продолжительности ремонта произошло за счет исключения таких операций, как тампонажные работы, ожидание затвердевания цемента, бурение цементного моста.

4.3 Экономическая выгода использования пакерного оборудования

Помимо того, что пакерное оборудование, позволяет сократить время и стоимость ремонтно-изоляционных работ, оно так же способно окупиться за короткий промежуток времени (таблица 13)

Таблица 13 – Расчет эффективности внедрения пакера ПРО-ЯДЖ

Критерии		1 год	2 год
Капвложения на съемный пакер из импортных комплектующих	тыс.руб	188	
Стоимость дополнительного объема работ на посадку пакера при КРС	тыс.руб	105	
Затраты на исследования на герметичность с привлечением бригады ПРС	тыс.руб	180	180
Снижение (экономия) затрат на исследования на герметичность	тыс.руб	178	178
Амортизация пакеров	тыс.руб	174	14
Общая прибыль	тыс.руб	-101	163
Налог на имущество	тыс.руб	2	2
Балансовая прибыль	тыс.руб	-103	161
Налог на прибыль	тыс.руб	0	39
Чистая прибыль	тыс.руб	-101	125

Продолжение таблицы 13

Поток наличности	тыс.руб	72	139
Чистый дисконтированный доход	тыс.руб	-116	121
Чистый дисконтированный доход накопленный	тыс.руб	-116	5
Индекс доходности инвестиций	тыс.руб	4,9	

4.4 Экономическая эффективность пакерного оборудования, как альтернатива проведения РИР

На месторождении X 472 скважины выбыли в бездействующий фонд по причине обводненности добываемой продукции. Предварительные исследования этих скважин показали, что 74 из них имеют перспективы ввода в эксплуатацию в случае ликвидации последствий негерметичности эксплуатационной колонны. Проблема обычно решается либо проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), либо использованием пакерных компоновок. Технологии с использованием пакерных компоновок существенно дешевле РИР. Экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет порядка 1 млн руб. на каждую операцию (индекс прибыльности — 4,9, срок окупаемости — 2 года). Кроме того, проведя ремонтные работы в одном интервале, по истечении некоторого времени мы можем столкнуться с негерметичностью в другом. То есть количество проводимых РИР при их дороговизне непрерывно растет, а, значит, растут и затраты.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Григорьев Василий Андреевич

Школа	Бакалавриат	Отделение (НОЦ)	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Уровень образования		Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – рабочая зона ввода в эксплуатацию пакерных установок
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: Разработка организационных мероприятий для безопасной работы электротехнического персонала.	<ul style="list-style-type: none"> – Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом – Организация рабочей зоны
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Анализ выявленных вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; – монтаж, демонтаж оборудования; – обеспечение санитарного порядка на территории объектов; – работа оборудованием, работающим под высоким давлением;
3. Экологическая безопасность:	Комплекс мер по охране окружающей среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Оценка возможных ЧС – Описание наиболее вероятной ЧС

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Григорьеву Василию Андреевичу		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

«Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия». В нашей стране данные мероприятия выливаются в основные направления государственной политики в области охраны труда, которые отражены в статье 210 Трудового кодекса РФ.

В этом разделе дипломной работы рассмотрены и проанализированы мероприятия по технике безопасности, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте бригады по обслуживанию пакерного оборудования.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Установка пакерного оборудования проводится лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

Рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

5.2 Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 указанные в таблице 14 (приложение Б).

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работника. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например,

при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 15).

Таблица 15 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума.

В непосредственной близости от рабочего места могут находиться машины КРС, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противοшумные вкладыши.

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте составляет около 30 дБ, что не превышает норму.

Недостаточная освещённость рабочей зоны.

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны.

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в дыхательные пути, что негативно влияет на здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток.

Источником поражения электрическим током, при проведении монтажа, демонтажа пакерного оборудования, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил.

Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Механические травмы могут возникать при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых

используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.3 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при добыче нефти и газа происходит при выбросах углеводородов. Главным источником выбросов являются дыхательные клапаны резервуаров, отсутствие герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, а также автотранспорт.

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюида, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения

выбросов необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти.

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и при скважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;
- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке на месторождениях Западной Сибири:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реакенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при работе с пакерным оборудованием включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по монтажу и демонтажу пакерного оборудования проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;

- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;

- перед спуском пакера эксплуатационная колонна должна быть прошаблонирована, при необходимости — прорайбирована, промыта до забоя и опрессована;

- после установки пакер подлежит испытанию на герметичность, а затрубное пространство скважины над пакером заполняется раствором ингибиторной жидкости.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя:

- осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов;
- применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих;

- автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированным фондом являются пожары и разливы нефти. При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма, поэтому все работы должны быть прекращены.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эффективность применения пакерных технологий в значительной степени определяется составляющей используемых компоновок. Выбор компоновок должен осуществляться с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения.

В первом этапе было ознакомление с тем, что из себя представляют пакерные технологии, а также осложненные условия, нуждающихся в их применении. Для каждого вида осложняющего фактора необходимо оборудование, которое не только снизит влияние этого фактора, но и сократит при этом эксплуатационные затраты. На основании анализа этих факторов, были представлены компоновки, способствующие в борьбе с ними.

Вторым этапом были разобраны причины, применения именно тех, или иных технологий, их технических особенностей характеристик.

В заключительном этапе был предоставлен комплексный подход к применению пакерных технологий на основе анализа вышеприведённых пунктов. Так же, в данной работе была приведена экономическая эффективность пакерного оборудования, как альтернатива проведения РИР.

Подводя итог всей работы, можно сказать, что для любых из перечисленных в данной работе осложнений можно подобрать оптимальную пакерную компоновку с соответствующим техническим оборудованием, которая способствует эффективной эксплуатации, при этом минимизируя осложняющий фактор и соответственно его негативное влияние на процесс добычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с. 234-245
2. Влияние закачиваемой воды на параметры пластовой нефти / И.М. Амерханов, Г.А. Рейм, С.Т. Гребнева, М.Р. Катаева // Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 6. – С. 16–18.
3. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации. Режим доступа: http://www.novomet.ru/science_files/512810572005.pdf
4. Причины кольматации призабойной зоны скважин при первичном вскрытии [Электронный ресурс] - 2015. - Режим доступа: <http://oilloom.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/773-prichiny-kolmatatsii-prizabojnoj-zony-skvazhin-pri-pervichnom-vskrytii>
5. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика, 2010. № 02. С. 6–13.
6. Фаттахов И.Г. Методика идентификации путей обводнения нефтяных скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 3. С. 154 – 159.
7. Левайн Д.К. и др. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины // Нефть, газ и нефтехимия. – 1980. - № 10. - С. 8-17.
8. В.С.Кроль. Применение пакерующих устройств в высоконапорных объектах глубоких скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1981.
9. Напряженно деформированное состояние базовых узлов пакерно-якорного 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 ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2015. 152 с.

10. Аминев М.Х. Способы механизированной добычи нефти с применением пакеров для увеличения производительности скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. № 1. С. 47 – 57.
11. Копейкин И.С., Лягов А.В. Использование математических методов для расчетов напряженно деформированного состояния базовых узлов пакерно- якорного комплекса, работающего в открытых стволах скважины // Роль математики в становлении специалиста: материалы Всероссийской научно-методической конференции. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2015. С 4-6.
12. Шамилов Ф.Т. Опыт применения технологий с пакерно-клапанным оборудованием на осложненном фонде скважин// Инженерная практика, 2010. № 06.
13. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
15. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
16. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
17. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
18. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
19. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
20. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.
21. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с

изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

Приложение А

Таблица 3 – Сводная таблица по применениям компоновок (карта уровня)

Компоновки	Условия эксплуатации скважин			Получаемый эффект				
	Повышенный риск прихвата оборудования	Высокий газовый фактор	Повышенное содержание мех. примесей и АСПО	Уменьшение затрат на извлечение прихваченного оборудования	Увеличение МРП	Увеличение дебита за счет очистки полости насоса	Увеличение дебита за счет циклических колебаний пластового давления	Снижение обводненности добываемой жидкости
Компоновка подземного оборудования с МРГ	+	-	-	+	-	-	-	-
Компоновка подземного оборудования с КПЭ	-	+	-	-	+	-	+	-
Компоновка подземного оборудования с КОТ	-	-	+	-	+	+	-	-
Компоновка подземного оборудования с МРГ и КОТ	+	-	+	+	+	+	-	-
Компоновка подземного оборудования с МРГ, КОТ, КПЭ	-	-	-	-	-	-	-	+

Приложение Б

Таблица 14 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.