

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

---

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов
<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело
<b>Профиль</b>	Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 622.51(571.1)

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы		

Руководитель

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н		

По разделу «Социальная ответственность»

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

<b>Руководитель ООП</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа** Природных ресурсов  
**Отделение** Нефтегазового дела  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Профиль** Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти

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
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы

Тема работы:

Анализ методов ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1750/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Анализ и обзор существующих технологий и тампонажных материалов для ограничения водопритока и опыт применения методов и технологий по ограничению водопритоков на месторождениях Западной Сибири.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Разработка теоретического и технологического обеспечения мероприятий ограничения водопритоков, повышающих эффективность работ по снижению обводненности скважинной продукции. Разработка имеющихся технологии водоизоляционных работ с использованием составов на основе кремнийорганических соединений и методики выбора скважин-кандидатов для её реализации.

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна

ресурсосбережение»	
«Социальная ответственность»	Ассистент, Немцова Ольга Александровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ методов ограничения водопритоков на добывающих скважинах	
Выбор водоизолирующих составов и основные принципы технологии водоизоляционных работ	
Основные выводы и рекомендации	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.02.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы		18.02.2018

## Определения, обозначения и сокращения

- ИННК** – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж;
- АКЦ** – акустическая цементометрия;
- ВНЗ** – водонефтяная зона;
- ОВПС** – ограничения водопритока в скважину;
- РИР** – ремонтно - изоляционная работа;
- ПАА** – полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид;
- КОС** – кремнийорганические соединений;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ВТС** – водорастворимые кремнийорганические тампонажные составы;
- ВУС** – вязкоупругие составы;
- ГОС** – гелеобразующие составы;
- АКОР** – алкоксиорганический реагент;
- КОЭ** – кремнийорганические эмульсий;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- КО** – кислотная обработка;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ОВПС** – ограничения водопритока в скважине;
- ОЗС** – ожидание затвердевания состава;
- ОЗЦ** – ожидание затвердения/схватывания цемента;
- ОПЗ** – обработкой призабойной зоны;
- ВИР** – водоизоляционные работы.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 80 страниц, в том числе 13 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 19 источников.

Ключевые слова: нефть, добывающие скважины, алкоксиорганический реагент, ремонтно-изоляционные работы, кремнийорганические соединения, месторождение.

Объектом исследования являются добывающие скважины, на которых применяются технологии по ограничению водопритоков.

Цель работы - оценить эффективность методов ограничения водопритоков на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Анализ имеющихся технологий и специальных тампонажных материалов для ограничения водопритока и влияния геолого-технологических факторов на результативность работ по ограничению водопритоков.

Рассмотрена технология водоизоляционных работ с применением кремнийорганических соединений на основе АКОР и методики выбора скважин-кандидатов для её реализации.

Водоизоляционные работы целесообразно применять на месторождениях, где обводнённость добываемый продукций превышает среднегодовой показатель обводненности добываемой в стране нефти около 85 %.

## Оглавление

1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ .....	9
1.1. Причины обводнения скважин при первичном освоении и на этапе эксплуатации....	9
1.2. Геофизические методы определения источника обводнения .....	12
1.3. Актуальность проблемы обводнения добывающих скважин и существующие методы ее решения.....	14
1.3.1 Неселективный метод .....	18
1.3.2 Селективный метод .....	19
1.4. Опыт применения методов и технологий по ограничению водопритоков на месторождениях Западной Сибири.....	21
2. ВЫБОР ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ СОСТАВОВ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ .....	22
2.1. Классификация водоизоляционных работ .....	22
2.2. Методика выбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ ..	22
2.3. Характеристика тампонажного материала на основе кремнийорганических соединений АКОР .....	26
2.4. Применение кремнийорганических соединений (КОС) для изоляции обводнившихся пропластков.....	28
2.5. Анализ и основные принципы применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах .....	35
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	39
4.1 Расчёт затрат на мероприятие.....	39
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	46
5.1 Промышленная безопасность и охрана труда для оператора по ДНГ.....	46
5.2 Промышленная безопасность и охрана труда при эксплуатации и техническом обслуживании центробежных секционных насосов типа ЦНС .....	52
5.3 Электробезопасность.....	53
5.4 Пожарная безопасность и аварийная ситуация на кустовой площадке .....	54
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: .....	56
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	60

## ВВЕДЕНИЕ

Основной объем нефти в России добывается в Западной Сибири, на тех месторождениях, которые были введены в эксплуатацию еще во второй половине 20 века. История разработки нефтяных месторождений показывает, что преждевременное обводнение скважин приводит к большим потерям промышленных запасов нефти и газа. Проблема обводненности характерна и для новых месторождений Западной Сибири. Но даже на ранних этапах эксплуатации скважин невозможно решить только технологическими методами, а использование специально разработанных тампонажных материалов закачиваемых в пласт для создания блокирующего экрана уделяется недостаточное внимание, в то время как такие методы по ограничению водопритоков с использованием составов на химической основе имеют большую перспективу для широкого внедрения.

Ограничение притока воды в нефтяные скважины осуществляется путем проведения водоизоляционных работ. Основное их назначение - изоляция путей поступления воды в скважину с целью снижения обводненности добываемой продукции. Основным способом проведения водоизоляционных работ в нефтяных скважинах является закачка химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонировать пути поступления воды в скважину.

Для проведения водоизоляционных работ в скважине применяется множество химических реагентов, но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта.

Ожидаемые результаты исходя из выбора того или иного способа технологии обработки:

- закачиваемые материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;

- материалы обязаны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;

- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта;

При этом применяемые химические материалы и растворы должны:

- быть химически инертными по отношению к горным породам и металлу труб;

- обладать низкой ценой и не дефицитностью;

- гарантировать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность рабочих при работе;

- соответствовать существующим экологическим требованиям;

- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низко-проницаемые породы;

- быть пригодными для использования в любое время года и простыми в применении.

Добывающие скважины, являясь основным объектом проведения водоизоляционных работ, предъявляют высокие требования к своей обработке. Необходимо не только обеспечить поступление водоизолирующего состава в зоне притока воды, но и исключить его негативное воздействие на нефтенасыщенную часть пласта.

Вместе с тем эффективность мероприятий и их конечный результат остаются далеки от желаемого. Научный прогресс не стоит на месте. Новейшие разработки направлены на создание тампонажных систем и сопутствующих этому процессу материалов. Расширяются и технологии изоляционных работ.

Не снижается актуальность решения задачи по ограничению водопритокков и улучшению качества мероприятий, направленных на эти цели.



## **1. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ**

### **1.1. Причины обводнения скважин при первичном освоении и на этапе эксплуатации**

Для решения проблемы увеличения безводного срока добывающих скважин необходимо проанализировать ряд причин, приводящих к исходному поступлению воды в скважину при вводе их в эксплуатацию и в начальный период эксплуатации.

Эффективность разработки месторождений углеводородов во многом отражается от качеств буровых работ и гидродинамически совершенной конструкцией забоя скважины.

Неоднородность коллекторов одна из весомых причин интенсивной обводненности нефтяных и газовых скважин, как по площади простирания, например и по толщине залежи. По причине неоднородности продуктивных слоев нередко скважины обводняются неравномерно. Нередко при первых днях эксплуатации скважины, залежи, приуроченные к водонефтяным зонам, обводняются. Ранее обводнение отдельных слоев или же прослоек создает негативные условия для добычи нефти.

Высококачественное деление слоев считается одной из весомых и сложных задач при завершении строительства скважины. Когда не закрыта продуктивная часть пласта, нарушается равновесие, появившаяся в течение длительных геологических периодов. Независимо от того, насколько качественное разделение слоев ни было, при этом все равно не будет достигнута естественная изоляция пластов.

Добываемую воду разделяют на 2 типа. К первому типу относят воду, которая поступает из нагнетательных скважин или из активных водоносных горизонтов, вносящих свой вклад в вытеснение нефти из пласта. Она поступает в скважину в объеме меньшем предельного, соответствующего критическому водонефтяному фактору. Водонефтяной фактор (ВНФ) является отношением дебита воды к дебиту нефти и диктуется экономикой. Ко второму типу относят

воду, поступающую в скважину и добываемую без нефти или с нефтью в объеме, не достаточном для покрытия расходов, связанных с ее утилизацией - т.е. объем воды превышает экономический предел, определяемый критическим ВНФ. Причины появления воды второго типа в каждой отдельной скважине могут быть разнообразны. В таблице 1 они сведены к десяти базовым ситуациям. Представленная здесь классификация типов проблем, связанных с водопритоками, упрощена, и на самом деле возможно большее число их комбинаций.

Таблица 1 - Основные типы проблем избыточных водопритоков

Проблемы	Причины	Пути решения для скважин	
		Вертикальных	Горизонтальных
1. Негерметичность обсадной колонны, НКТ или пакера.	- старение фонда скважин; - технологические причины; - коррозия.	- применение изолирующих жидкостей и использование пробок, цементных мостов и пакеров; - применение пластырей.	
2. Заколонные перетоки.	- низкое качество цементного камня; - пустоты в заколонном пространстве.	- применение изолирующих жидкостей (закачивание высокопрочного цемента или смолистых полимеров в затрубное пространство, либо менее прочных жидкостей на гелевой основе, закачиваемых в пласт для остановки притока в затрубное пространство).	
3. Движение водонефтяного контакта (ВНК).	- очень низкая вертикальная проницаемость.	- заглушка нижних отверстий перфорации с использованием механических систем.	- зарезка второго горизонтального ствола.
4. Обводненный пропласток без внутрислоевых перетоков.	- наличие высокопроницаемого пропластка, ограниченного сверху и снизу водоупорами.	- применения неупругих изолирующих жидкостей или механических изоляторов.	- проблема не встречается в горизонтальных скважинах, вскрывающих лишь один продуктивный горизонт.
5. Трещиноватость или разломы между нагнетательной и добывающей скважинами.	- наличие трещиноватых или трещиновато-пористых пластов, разветвленных систем трещин.	- закачка гелей; - водоизоляция (является наилучшим решением данной проблемы).	
6. Трещины или разломы, которые соединяют нефтяной и водяной пласты.	- наличие системы трещин, пересекающих водяной пласт.	- обработка трещин гелевыми составами (особенно успешна, когда по трещинам нет притока нефти); - закупорка трещин в прискважинной зоне (при наличии локализованной системы трещин).	

7.Конусо - или языкообразование.	- ВНК рядом с нижними отверстиями перфорации - высокая вертикальная проницаемость.	- закачка больших объемов слоя геля выше ВНК; - бурение горизонтальных стволов вблизи кровли.	- применение изоляции в прискважинной зоне на достаточные расстояния по стволу вниз и вверх.
8.Низкий коэффициент охвата по площади.	- неоднородность проницаемости по площади; - близость к источнику воды.	- отклонение потока нагнетаемой воды; - уплотняющее бурение.	- изоляции отдельных частей скважины.
9.Пласт, стратифицированный по насыщенности гравитационным разделением флюидов.	- гравитационное разделение флюида.	- зарезка горизонтальных стволов; - заводнение пенами.	- зарезка второго ствола, ближе к кровле пласта.
10.Обводненный пропласток с внутрипластовыми перетоками.	- высокопроницаемые пропластки, не разобщенные непроницаемыми перемычками.	- закачка геля в тонкий обводненный пропласток достаточно глубоко; - бурение горизонтальных скважин.	- в горизонтальных скважинах, расположенных в одном пропластке, подобные проблемы не встречаются.

Для эффективной борьбы с водопритоками необходимо понимание возникающих проблем. Путём к устранению источника избыточного обводнения является диагностика, которая позволяет определить тип возникающей проблемы. В скважинной диагностике водопритоков можно выделить три основных направления: подбор скважин-кандидатов, определение типа проблемы и определение профиля притока воды в скважину. Достаточно нужной информации для диагностики содержится в данных по истории добычи.

Существует несколько способов определения источника избыточного обводнения, в которых используется информация об изменении ВНФ, динамике добычи и данных каротажа:

1. График логарифма ВНФ от накопленной добычи. Он позволяет определить ожидаемую накопленную добычу в отсутствие каких-либо действий по ограничению водопритоков.

2. График истории добычи. На данном графике в логарифмических координатах отложены дебиты нефти, и воды от времени. У хороших скважин-

кандидатов увеличение добычи воды и уменьшение добычи нефти начинается приблизительно в одно время.

3. Анализ кривых падения дебита. На этом графике в полулогарифмических координатах откладываются значения дебита по нефти от накопленной добычи. Ускоренное падение дебита по нефти может служить индикатором не только наступающего обводнения, но и значительного падения давления в результате истощения пласта либо снижения гидравлической проводимости прискважинной зоны.

4. Графическая диагностика развития обводнения. График зависимости ВНФ от времени в логарифмических координатах может быть полезен для определения конкретного типа проблемы обводнения при его сравнении с кривыми, соответствующими известным моделям.

5. Анализ остановок скважин и ограничений их дебитов. Анализ колебаний ВНФ может быть полезен при определении типа проблемы.

6. Системный анализ NODAL. NODAL-анализ является стандартным методом моделирования поведения скважины и состоит обычно из следующих этапов: построение модели, геология, пластовое давление, выбор корреляций для расчета многофазных течений в наклонных трубах, перетоки при остановке скважины и в режиме эксплуатации.

7. Каротажные диаграммы профиля притока. Современные диаграммы профиля притока позволяют локализовать места поступления воды в ствол скважины и определить объемное содержание фаз.

Правильное понимание причин избыточных водопритокров влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

## **1.2. Геофизические методы определения источника обводнения**

При получении в процессе опробования пласта притока, не соответствующего характеру насыщения, или смешанного притока (нефть с

водой, газ с водой и нефтью) производится повторная интерпретация всего имеющегося геолого-промыслового материала с определением параметра насыщения и коэффициента нефтенасыщенности по данным геофизических исследований разреза и имеющихся петрофизических корреляционных зависимостей [4].

В случае однозначного подтверждения сделанных ранее выводов о характере насыщения пласта необходимо решить вопрос об интенсивности, месте и причине поступления воды в скважину. Для этого проводят комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в состав которого входят методы, обычно применяемые на стадии поисков и разведки месторождений и при контроле над их разработкой. Исследование притока на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации, определение приемистости скважины при нагнетании жидкости в пласт, акустический и гамма-гамма-цементомер, высокоточная термометрия, ИННК, закачивание меченого вещества, замеры резистивиметром, влагомером, плотномером, дебитомером. Распределение состава флюида в стволе скважины, в том числе и против интервала перфорации, можно контролировать замераами резистивиметра, влагомера, плотномера и дебитомера.

Выше перечисленные методы позволяют показать, соответствует ли получаемый приток интервалу перфорации или же он связан с негерметичностью эксплуатационной колонны. Межпластовые перетоки, интервалы заколонной циркуляции и эффективные работающие толщины внутри него определяют способами высокоточной термометрии, импульсным нейтрон-нейтронным каротажем. По данным акустического цементомера (АКЦ) на двух частотах (20 - 25 и 6 - 8 кГц), можно замерит качество цементирования эксплуатационной колонны, интервал заколонной циркуляции и интенсивность перетоков оценивают. Все эти работы производятся подрядные службами на основе действующих регламентирующих и инструктивных документов.

В случае, когда комплексом методов высокоточной термометрии, импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, АКЦ, а в отдельных случаях и закачкой меченой жидкости установлен интервал заколонной циркуляции и распределение состава флюида по нему, вопрос о проведении изоляционных работ становится очевидным.

Сложнее различить водопроявления, связанные с подтягиванием и прорывом конуса подошвенной воды в однородном пласте. В этом случае методы резистивиметрии, плотнометрии, влагометрии и дебитометрии подтверждают, что приток идет из интервала перфорации. То же самое подтвердят АКЦ, закачивание меченой жидкости, ИННК.

По комплексу рассмотренных выше методов всегда можно не только определить место притока пластовой воды, но и распознать причину ее поступления в скважину, что является решающим при выборе способа проведения водоизоляционных работ [4].

### **1.3. Актуальность проблемы обводнения добывающих скважин и существующие методы ее решения**

Обводненность продукции в целом по нефтедобывающей промышленности России постоянно растет. Меньше, чем за 20 лет ее величина возросла вдвое и продолжает увеличиваться прогрессивно. На многих месторождениях обводненность добываемой продукции достигает 98 %.

К примеру, обводненность на нефтяных месторождений ХМАО-Югра к 2015 году выросла до 89,7% (с 89,4 в 2014 г.).

Добыча попутной воды требует больших дополнительных расходов, которая ведет к увеличению себестоимости нефти по мере роста обводнения скважин, заставляет к преждевременному переходу на механизированные способы добычи продукции. Приблизительно 90 % скважин работают и эксплуатируются механизированным способом главным образом по причине обводнения скважин. Активизация водопроявлений, а так же причиной выносом пород в большинстве случаев способствует механизированный способ добычи.

Работа большого числа нефтяных скважин является нерентабельной по причине высокой обводненности продукции и, вследствие экономической нецелесообразности дальнейшей эксплуатации, такие скважины активно пополняют бездействующий фонд, который в настоящее время составляет 35 % общего фонда [5].

Анализ результатов работ на большом количестве скважин показывает, что своевременная и качественная изоляция высокообводненных пластов или пропластков позволяет увеличить извлекаемые запасы нефти.

Существуют различные подходы к решению проблемы ограничения водопритоков: создание экранов и барьеров с применением различных химических составов, использование технических средств и технологических приемов. Используемые технологии сокращения притока вод в скважины в зависимости от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные [18].

На рисунке 1 приведена классификация методов ограничения и изоляции водопротоков в скважинах по современному состоянию ремонтно-изоляционных работ.

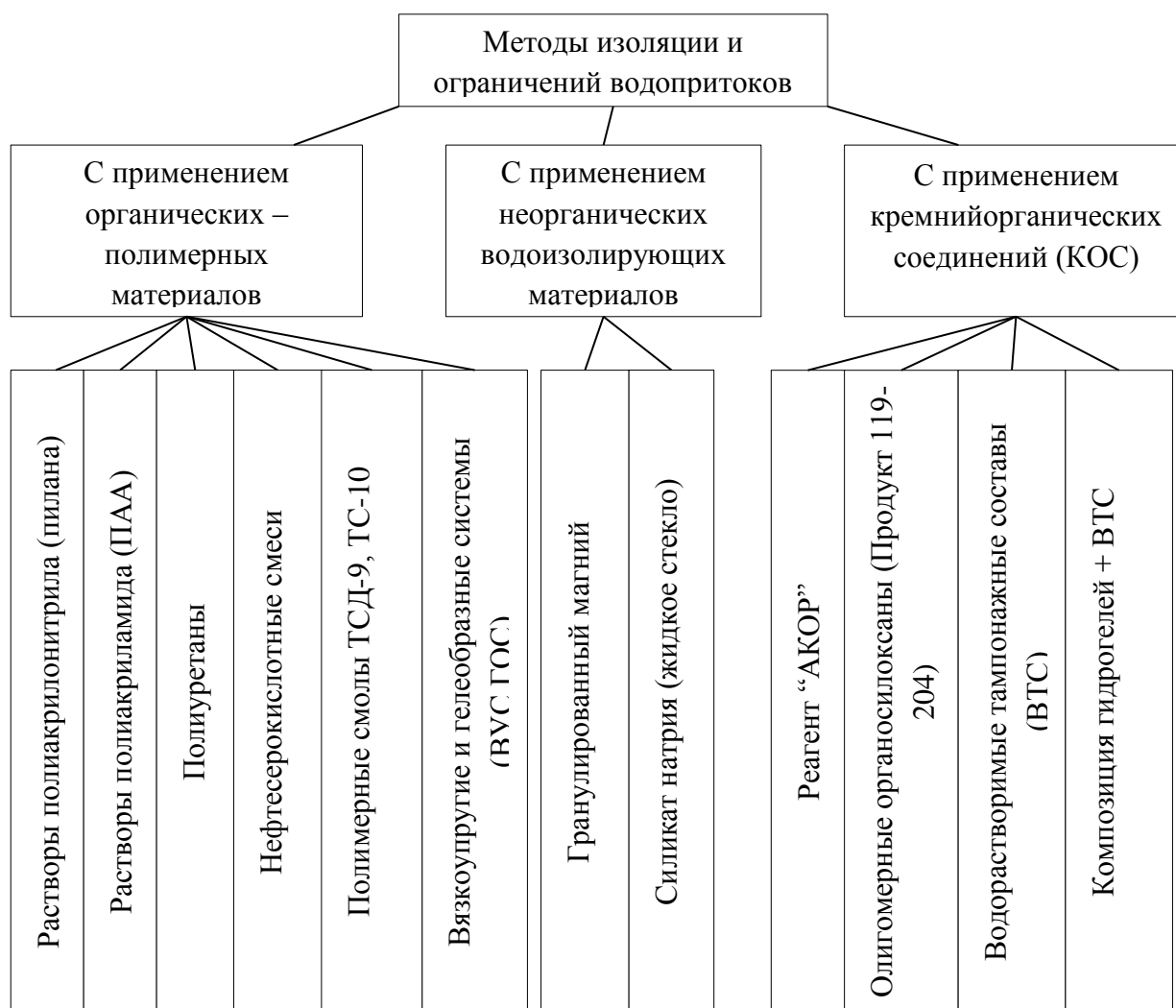


Рисунок 1 - Классификация основных методов ограничения и изоляции водопритоков

Учитывая механизм образования водоизолирующих масс и физико-химических правил воздействия на вмещающую среду, условно можно выделить 5 групп химических реагентов, используемых для водоизоляции:

Таблица 2 - Пять групп химических реагентов

Химические реагенты для водоизоляции	Отверждающиеся
	Гелеобразующие
	Осадкообразующие
	Гидрофобизаторы
	Пены и эмульсии

Отверждающиеся составы - химические реагенты, образующие после отвердевания прочную конденсационно-кристаллизационную



пространственную структуру по всему объему материала, то есть растворимую в нефти и нерастворимую в водной среде, (органические - синтетические смолы различного типа, неорганические - цементы). Как правило, такие реагенты являются неселективными без применения специальных технических средств и технологических приёмов.

Гелеобразующие составы - химические реагенты неорганической и органической природы, приводящие к образованию пространственных гелеобразных систем с водой или неводной дисперсионной средой. Основные химические реагенты для образования гелевых структур приведены в таблице. 3 [19].

Таблица 3- Гелеобразующие химические реагенты

<b>Наименование</b>	<b>Химические реагенты</b>
1. Полимеры акриловых кислот и их производных	Полиакриламида и сополимеры акриламида Гипан
2. Мономерные соединения	Акриламид Стирол
3. Производные целлюлозы	Карбоксиметилцеллюлоза Оксиэтилированная целлюлоза Метилцеллюлоза Лигносульфат
4. Биополимеры	Ксантан Склероглюкан Эмульсан БП-92

Осадкообразующие - химические реагенты, использование которых в пластовых ситуациях приводит к выпадению нерастворимого осадка (твёрдого или гелеподобного вида) в водонасыщенных зонах. Образование осадка может происходить как при взаимодействии реагентов между собой, так и при контакте с водой и с растворенными в ней солями [2].

Гидрофобизаторы - реагенты, применение которых основано на гидрофобизации поверхности пород призабойной зоны, что приводит к снижению ее водонасыщенности. В этом случае применяются ПАВ, азрированные жидкости и другие, химические гидрофобизирующие реагенты.

Пенные системы - системы, состоящие из жидкости и воздуха, образуемые при закачивании газов в жидкости или в результате взаимодействия химических реагентов. Закачивание пенных систем в поровое пространство позволяет перекрывать пути продвижения воды вследствие прилипания к поверхности водопроводящих каналов пузырьков газа и образования пленок из коллоидно-дисперсных соединений.

Эмульсии - системы, состоящие из углеводородной и водной фаз, стабилизированные эмульгатором. Применяются в основном для обработки нагнетательных скважин.

Данный подкомплекс химических реагентов достаточно условен, так как многие вещества могут образовывать разные типы водоизолирующих масс в зависимости от конкретных условий, к тому же, большинство из них используются сейчас не в чистом виде, а в составе разнообразных композиций.

Для ограничения водопритоков предлагалось использовать значительное количество химических реагентов, однако реальное применение на практике получили лишь некоторые.

### **1.3.1 Неселективный метод**

Неселективные методы изоляции - это методы, использующие материалы которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой и газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Поэтому применение подобных методов неизбежно требует проведение повторной перфорации и дальнейшего освоения скважины. Как правило, использование неселективных методов изоляции приводит к ухудшению условий поступления нефти в скважину. Однако в этом случае можно достигнуть избирательность воздействия на водо- и нефтенасыщенные части пласта путём применения специальных технологических приемов: использованием пакерных систем, закачкой буферных экранов, обработкой через специальные технологические отверстия в обсадной колонне. Основные требования при НСМИ - точное разграничение обрабатываемого обводненного промежутка и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной зоны пласта.

Выделим основные материалы при неселективном методе изоляции (цемент, синтетические смолы и модификаций на их основе).

Когда составы проникают в водоносный пласт, происходит разбавление составов с водой и теряется способность к отверждению, что требует затрат на повторное проведение операций.

Широкое использование цементных растворов для ограничения водопритоков не может быть рентабельным из-за их физико-химических свойств. Это низкая фильтруемость вследствие их дисперсности; высокая плотность, что может вызвать их поглощение и гидроразрыв пласта; высокая фильтратоотдача; низкая механическая и ударная прочность (растрескивание камня при повторной перфорации, приложении депрессий); низкая коррозионная стойкость, недостаточная адгезия и усадка тампонажного камня. Хотя цемент является неселективным и не фильтрующимся материалом, тем не менее, он все же наиболее широко используемым при гидроизоляционных работах. Это связано, прежде всего, наличием его на промыслах, доступностью и низкой стоимостью.

Примером ненадлежащего использования цементного раствора, ликвидация перетоков между слоями цементным раствором не всегда эффективна, поскольку при наличии разницы пластовых давлений вода прорывается по цементному раствору уже в тот момент, когда он еще не затвердел. Часть цементной суспензии, которая поступает в водоносный пласт, растекается по нему по дренажным каналам.

Если невозможно установить местонахождения обводненного интервала или при расположении водоносных слоев по всему интервалу фильтра, не рекомендуется устанавливать пакер и временно вводить блокирующие жидкости. В этом случае эффективно использование методов закачки составов селективного происхождения.

### **1.3.2 Селективный метод**

Селективные методы изоляции - это методы, при которых используют материалы, закачиваемые во всю перфорированную часть пласта, смысл этого

метода в том, что при цементировании скважины используется такой материал, который схватывается только при соприкосновении с водой. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивает фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части не происходит.

Селективный метод не может иметь абсолютной избирательностью. Чем выше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводнённых интервалов в результате изоляционных работ возможно и желательно повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта. В результате этого подключаются, ранее не дренируемые участки пропластков. Подключив их к работе, происходит увеличение добычи нефти и сокращение объема воды. В слоисто неоднородных пластах с увеличением депрессии, происходит приобщением к разработке ранее не отдававших нефть пластов или прослоев.

Среди выбранных составов имеются две основные группы селективных материалов:

Образующие закупоривающую массу (гель, твердый материал, осадки) в результате взаимодействия коагуляции тампонажного материала с поливалентными ионами или другими коагулянтами, содержащимися в пластовой воде или в предварительно закачиваемой жидкости.

Образующие твердое вещество или гель под действием воды, независимо от ее ионного состава. Такое отверждение основано на реакциях гидролиза и дальнейшей поликонденсации (сшивки) продуктов гидролиза.

Составы первой группы - это водные растворы акриловых полимеров (гипана, акриламида, полиакриламида (ПАА) с гелеобразователями), синтетические латексы (растворы каучука), составы на основе неорганических солей (жидкое стекло, алюмосиликаты).

Вторая группа составов - это химические соединения, отверждение которых основано на реакциях гидролиза и поликонденсации продуктов гидролиза.

#### **1.4. Опыт применения методов и технологий по ограничению водопритоков на месторождениях Западной Сибири**

Информация данного раздела (стр. 17 - 20) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2. ВЫБОР ВОДОИЗОЛИРУЮЩИХ СОСТАВОВ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ**

### **2.1. Классификация водоизоляционных работ**

Данный раздел (стр. 21 - 26) удален, так как этот раздел относится к коммерческой тайне.

### **2.2. Методика выбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ**

В настоящее время разработано множество методик выбора скважин-кандидатов для проведения мероприятий по ограничению водных притоков. Однако, в промышленной практике успешность проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР) обуславливаются низкими показателями. Высокие риски получения отрицательного результата часто удерживают компании от проведения водоизоляционных мероприятий. Основная сложность при планировании водоизоляционных мероприятий заключается в выборе перспективных скважин, проведение мероприятий в которых экономически оправдано [9].

Для проведения изоляционных работ должны отбираться скважины, с одной стороны, расположенные в зонах с низкой изученностью запасов, с другой - отличающиеся высокими значениями обводненности продукции.

На данный момент повысить эффективность водоизоляционных работ и снизить не оправданные экономические затраты можно только при наличии научно обоснованной методики подбора скважин для проведения водоизоляционных работ.

Согласно рисунку 3 можно выявить основные шаги при выборе скважин-кандидатов:

- выбор наиболее потенциальных проблемных скважин;
- анализ динамики добычи и истории эксплуатации скважины, предварительная идентификация причин обводнения скважин;
- расчет экономической эффективности проведения мероприятия, переранжирование списка скважин;

- по результатам промысловых геофизических исследований назначается комплекс геолого-технических мероприятий;
- анализ геологического строения разреза скважины совместно с полученными данными об источнике обводнения, критериев эффективности различных технологий ограничения водопритока и результатов предыдущих работ.

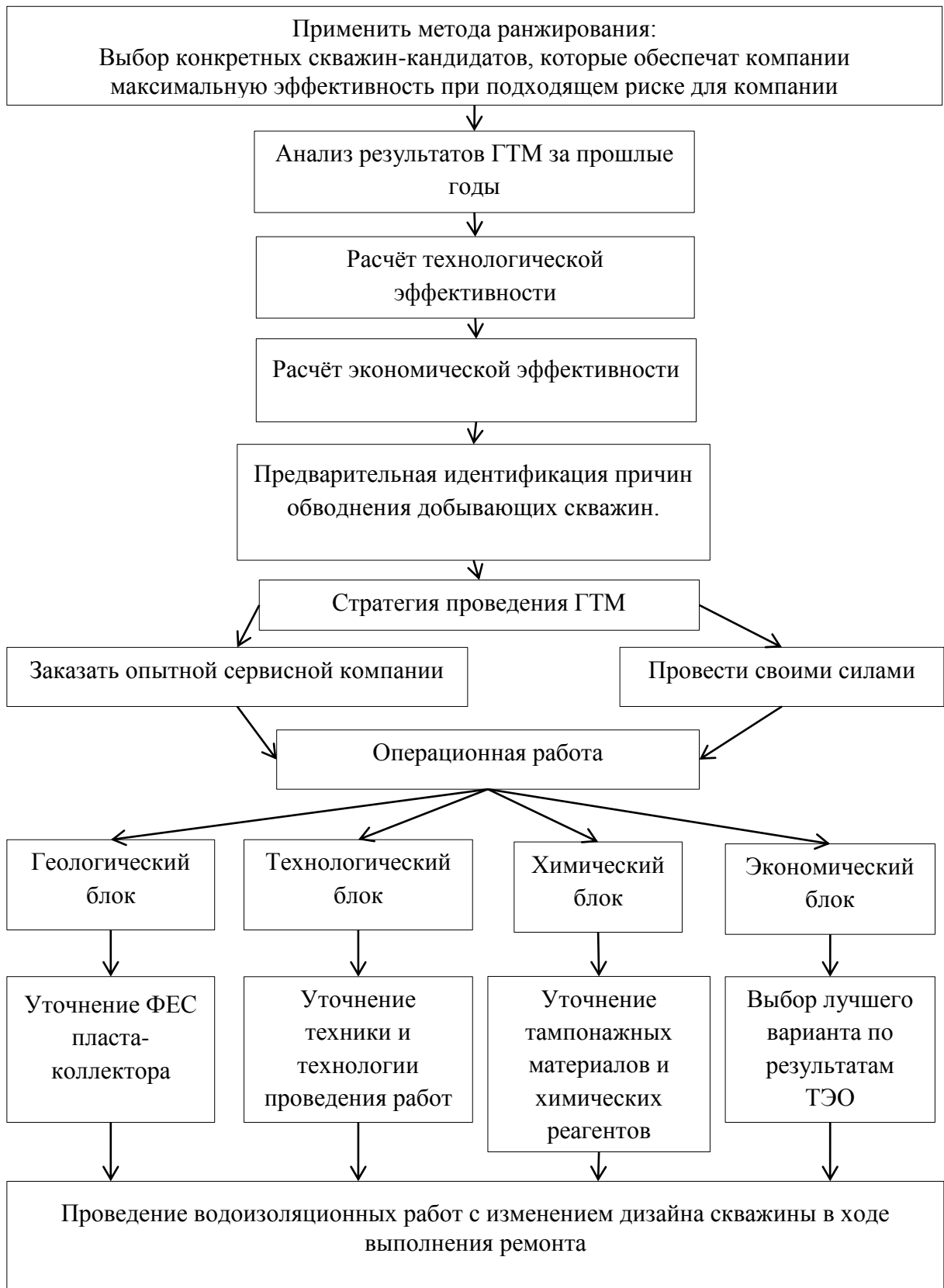


Рисунок 3 - Алгоритм выбора скважин-кандидатов для проведения ВИР

Расчет технологической эффективности мероприятия: Как правило, основная цель планируемого геолого-технического мероприятия получение дополнительной добычи нефти и уменьшение объема попутно добываемой



воды. При этом получение дополнительной добычи нефти является более приоритетным показателем по сравнению с сокращением обводненности, т.к. вносит основной вклад в экономическую эффективность работ. В тоже время дополнительная добыча нефти является наиболее неопределенным параметром при проектировании водоизоляционных работ, зависящим от ряда факторов геолого-физического, технологического и технического характера.

Наиболее адекватным инструментом для выбора любых геолого-технических мероприятий является постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения. При отсутствии четких представлений о физических процессах, происходящих в пласте до и после работ по ограничению водопритоков целесообразно применять методы математической статистики по оценке результативности уже проведенных мероприятий на различных площадях изучаемого месторождения, что позволяет выявить основные закономерности производства этих работ.

Таким образом, на первом этапе работ вначале необходимо оценить какие коллектора по прерывистости вскрывает скважина - гидродинамически связанные или в разрезе одновременно присутствуют прерывистые и гидродинамически связанные коллектора. Затем уже определяется соответствующее уравнение регрессии и все коэффициенты в него входящие и проводится расчет технологической эффективности. На этом этапе создается ранжированный по технологической эффективности список скважин и скважины, в которых проведение водоизоляционных работ малоэффективно исключаются из анализа.

Анализ динамики добычи и истории эксплуатации скважины, предварительная идентификация причин обводнения скважин. Анализ истории работ и динамики обводнения скважины позволяет с определенной долей вероятности диагностировать причину преждевременного обводнения (заколонный переток, образование конуса воды, прорыв воды) и на основе этого предложить оптимальный комплекс исследований для точной диагностики и выделения проблемы.

Расчет экономической эффективности проведения мероприятия, переранжирование списка скважин. Критерием дальнейшего выбора и ранжирования скважин служит экономическая эффективность мероприятия. Для удобства ранжирования скважин по целесообразности проведения мероприятий вводится индекс доходности, который определяется отношением накопленного дисконтированного потока денежной наличности к сумме средств, потраченных на водоизоляционные мероприятия. Из анализируемого списка исключаются все скважины, проведение мероприятий в которых экономически малоэффективно.

Процедуры, выполненные на предыдущих этапах, дают возможность отобрать из всего фонда скважин только наиболее перспективные, в которых необходимо проведение адресных геофизических исследований для точного определения причин водопритоков [10].

### **2.3. Характеристика тампонажного материала на основе кремнийорганических соединений АКОР**

В добывающих скважинах ранее для изоляции водопритоков и сохранения нефтенасыщенности пласта применялись неселективные методы (цементные и цементно-бентонитовые). Закачка цемента производилась под давлением в зону перфорации, либо же в специальные отверстия выполненными технологиями. Рентабельность и эффективность ранее проводимых работ была низкой, отрицательно влияла на призабойную часть скважины.

Изоляция скважин с применением кремнийорганических тампонажных материалов на основе алкоксиорганического реагента (АКОР) первого поколения широко и успешно применялись в нефтяных компаниях. Данный материал имел недостатки, и была разработано огромное число водоизолирующих материалов и композиций, на основе кремнийорганических тампонажных материалов АКОР (алкоксиорганический реагента) в различных вариациях (АКОР-1, АКОР-2, АКОР БН 102, АКОР БН 103, АКОР БН 101, АКОР БН 104 и АКОР БН 300 и АКОР БН 100,), АКОР-МГ. Это было сделано

для того чтобы находить оптимальный вариант применения тампонажного материала для каждой конкретной скважины, в зависимости от физико-химической природы самого водоизолирующего реагента, а также от характера притока пластовой воды.

Для примера возьмём основные характеристики состава АКОР МГ. Кремнийорганический водоизолирующий состав отечественного производства изготовлен специально для водоизоляционных работ, а также полностью отвечает всем требованиям, предъявляемым к ремонтно-изоляционным работам.

Ниже приведена таблица 5 с основными характеристиками состава АКОР МГ:

Таблица 5 - Основные характеристики состава АКОР МГ

<b>Свойства</b>	<b>Определение</b>
Селективность	Отверждение водного раствора АКОР МГ и проникновения в пласт-коллектор с различными насыщающими жидкостями. Вязкость раствора приблизительно близка к вязкости пластовой воды.
Регулируемость	Регулируемость времени отверждения раствора, важный параметр для условий различных пластовых условий. Параметр регулируется главным образом соотношением товарного водоизолирующего состава с водой.
Полнообъёмность отверждения состава	Позволяет создать полный непроницаемый барьер и выдерживать высокие депрессии на пласт. При малом расходе водоизоляционного материала добиться необходимого эффекта, повысить успешность работ в кавернозных и трещиноватых коллекторах;
Минерализация	Способность введённого материала отверждаться под действие пластовых вод любой минерализации, что даёт возможность использовать состав там, где различная величина минерализации.
Температура	Температурный порог стойкости (более 300°C) и низкая температура замерзания данного продукта (-50°C), обеспечивает использования состава в различных регионах.
Набухаемость	Не имеет набухания глинистых частиц. Поэтому проницаемость пласта и продуктивность скважины не снизятся.

Стойкость	Стойкость отвержденного состава после кислотной обработки. Кислотная обработка (КО) не оказывает разрушающего влияния на отвержденный состав.
Консолидировать	Это способность консолидировать частицы породы, что очень важно для коллекторов со слабосцементированным кольцом.

Вышеперечисленные свойства кремнийорганического состава АКОР МГ используется в очень широком диапазоне в самых различных климатических и геологических условиях. Средняя продолжительность эффекта с использованием состава АКОР МГ составил в среднем 1 год, многие из скважин работают с эффектом более 1 года. ВИР с применением состава АКОР МГ позволяет вывести скважину из простоя и бездействия и повысить эффективность работ. Состав АКОР МГ успешно решает вопросы по РИР и достигает эффективных результатов, которые в многочисленных случаях не достичь с применением других тампонажных материалов, в первую очередь, дисперсных нефилтрующих составов, а также подвижных вязкоупругих систем.

#### **2.4. Применение кремнийорганических соединений (КОС) для изоляции обводнившихся пропластков**

Метод изоляции водопритоков КОС основан на их способности отвердеванию при контакте с водой в условиях пласта, т.е. вода является отвердителем для данных реагентов. Тампонажные составы на основе кремнийорганических соединений обладают селективностью по отношению к нефте- и водонасыщенным горным породам. Физико-химические свойства реагентов, а также способы доставки и закачки в зону изоляции обуславливают преимущественную их фильтрацию в водонасыщенную зону и тампонирующее данное участка пласта [17]. Реагент, попадающий в продуктивную часть коллектора, взаимодействует со связанной реликтовой водой, однако вследствие избытка воды пространство сшитого полимера отсутствует, и эффективность нефтеносной зоны не ухудшается. Внедрение кремнийорганических соединений не приводит к понижению фильтрационных

характеристик этих объектов, если содержания остаточной воды в продуктивных пластах до 45 %.

Необходимым условием применения технологии с использованием КОС является проведение на скважине комплекса промыслово-геофизических исследований, при этом необходимо определить характер и источник обводнения, профиль притока, температуру в зоне изоляции [17].

Скважина, выбранная для осуществления технологии, должна удовлетворять следующим требованиям:

- интервал перфорации и зумпф должны быть свободны от осадка предметов;
- обсадная колонна скважин за исключением интервала перфорации должна быть герметична;
- приёмистость по воде превышает 150 м<sup>3</sup>/сут. при давлении нагнетания на устье не более 10 МПа, но не больше 90 м<sup>3</sup>/сут. при устьевом давлении менее 5 МПа вследствие большого расхода кремнийорганических реагентов и их достаточно высокой стоимости;
- коэффициент начальной нефтенасыщенности продуктивных интервалов пласта должен быть не менее 45–50 %;
- одним из наиболее важных параметров, определяющих успешность и эффективность водоизоляционных работ с применением КОС, является расчленённость или неоднородность по проницаемости пласта, при этом предпочтительно условие, когда водоносный интервал отделён от продуктивных пропластков глинистыми или низкопроницаемыми перемычками толщиной более 0,4–0,6 м;
- пластовая температура не больше 120°C;
- обводнённость добываемой продукции скважины не менее 75 %;
- минерализация пластовых вод не лимитируется.

Для осуществление данного мероприятия по ограничению водопритоков используется стандартное оборудование, применяемое для обработки ПЗС и капитальном ремонте скважины (КРС).

Для закачки технологических жидкостей и промывки скважины во время ремонта применяют 2 цементируемых агрегата ЦА-320, чтобы обеспечить бесперебойность ведения работ во время ремонта или в нестандартных ситуациях, которые могут возникнуть. Например, поломка первого агрегата, снижение приёмистости скважины вовремя продавки водоизолирующего реагента до нуля при максимально допустимом давлении и т.д [17].

Для доставки кремнийорганического реагента и буферной жидкости на устье скважины используют стальные герметичные передвижные ёмкости или предназначенные для этих целей бойлеры или нефтевозы любой марки.

Если ремонт проводится в зимнее время, то может возникнуть необходимость прогрева фонтанной арматуры, поэтому необходимо наличие на кусте передвижной пароустановки ППУА 1600/100.

Во время изоляционных работ расходуется большой объём промывочной и продавочной жидкости, и если на кусте отсутствует водовод, то используют стальные ёмкости объёмом до 20-25 м<sup>3</sup> или заменяющие их автоцистерны общей ёмкостью не менее 20 м<sup>3</sup>.

Существуют различные виды водоизоляционных реагентов и тампонажных составов на основе кремнийорганических соединений - это продукт 119-204, этилсиликат, АКОР-Б100, ВТС и НВТС.

Распространение получил продукт АКОР-Б100, так как его применение предпочтительнее, поскольку он имеет меньшую стоимость при полной аналогии потребительских свойств и может использоваться самостоятельно в товарном виде, не требуя подготовительных операций.

АКОР-Б100 представляет собой смесь алкиновых эфиров ортокремниевой кислоты с добавлением катализатора реакции гидролиза и поликонденсации (хлорное железо, неорганические кислоты) и обладает следующими свойствами:

- плотность жидкости, цвет которой от жёлтого до тёмно-коричневого, 980–1100 кг/м<sup>3</sup> при 20°С;

- малая вязкость ( $1/10$ )  $10^{-3}$  Па\*с при 20 °С) и высокая подвижность в пористой среде;
- при контакте с водой любой минерализации в ней растворяется, а затем отверждается;
- обладает более высокой адгезией к гидрофильной поверхности, чем к гидрофобной;
- при попадании в породу отверждается за более короткое время, чем в стволе скважины;
- возможно регулирование прочности, плотности и времени отвердевания; может храниться и применяться при температуре до  $-50^{\circ}\text{C}$ .

Для предотвращения преждевременного отверждения водоизолирующего реагента в колонне труб вследствие контакта с водой или соевым раствором, заполняющим скважину, в процессе доставки его до интервала перфорации необходимо использовать разделительный буфер. В качестве буферной жидкости необходимо применять безводную водорастворимую гигроскопичную жидкость, например, гликоли, неол, низшие спирты (этиловый, изопропиловый, изобутановый) и тому подобные [17].

Процессу проведения закачки реагента АКОР-Б100 для изоляции обводнившихся пропластков предшествуют подготовительные операции:

- глушение скважины, подъём подземного оборудования и промывка забоя;
- комплекс промыслово-геофизических исследований;
- определение приёмистости скважины по воде и при необходимости проведение кислотной обработки призабойной зоны;
- завозится на куст буферная жидкость в объёме  $1,4\text{--}2,0$  м<sup>3</sup> и АКОР-Б100, объём которого выбирается в зависимости от приёмистости скважины по следующим рекомендациям:

при приёмистости  $18\text{--}22$  м<sup>3</sup>/(сут. МПа) -  $1,5\text{--}2,0$  м<sup>3</sup>;

при приёмистости  $24\text{--}36$  м<sup>3</sup>/(сут. МПа) -  $2,5\text{--}4,0$  м<sup>3</sup>;

при приёмистости  $38\text{--}48$  м<sup>3</sup>/(сут. МПа) -  $4,5\text{--}6,0$  м<sup>3</sup>;

- оборудуется устье скважины по схеме, приведённой на рисунке 4;
- обвязка устья скважины на рисунке 5, после этого проводится опрессовка нагнетательной линии на 10-12 МПа;
- заливочные трубы (НКТ), на низ которых навинчен мундштук-патрубок со срезанным концом и седло опрессовочного клапана рисунок 6, устанавливаются на глубине от 40 до 60 м и опрессовываются на давление 12-15 МПа.

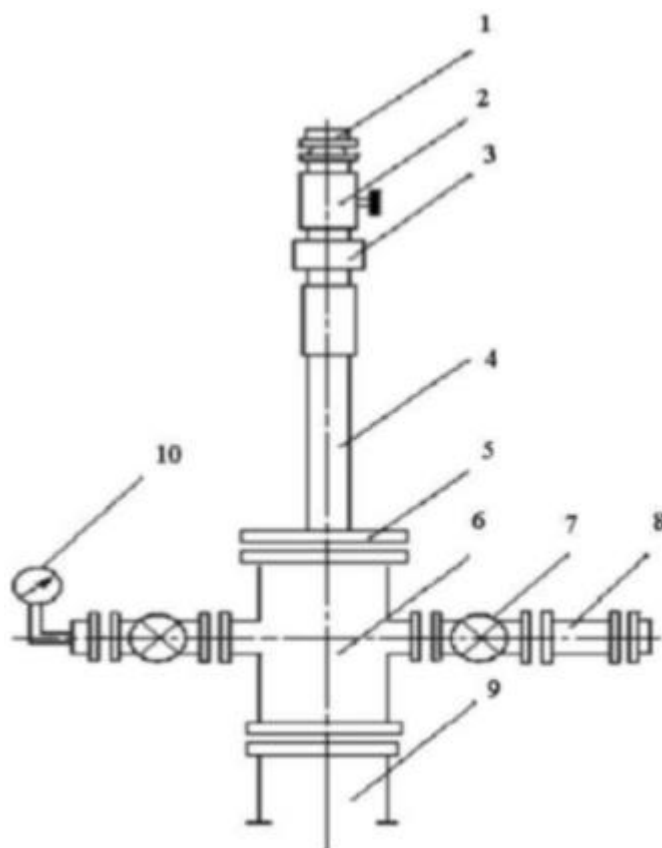


Рисунок 4 - Схема обвязки устья скважины при проведении водоизоляционных работ:

- 1, 3, 8 - быстросоединяющаяся резьба; 2 - кран высокого давления;
- 4 - подъёмный патрубок; 5 - фланец-планшайба; 6 - крестовина;
- 7 - затрубная задвижка; 9 - эксплуатационная колонна; 10 - манометр.

Впоследствии проведения данных операций при открытой затрубной задвижке начинают закачивать в насосно-компрессорные трубы первым агрегатом ЦА-320 поочередно нижний буфер, АКОР-Б100 и верхний буфер. Не закрывая затрубную задвижку, реагенты прожимаются до башмака НКТ



продавочной водой. Вслед за тем закрывают затрубную задвижку и продавливают водоизолирующий состав в зону изоляции тем же агрегатом.

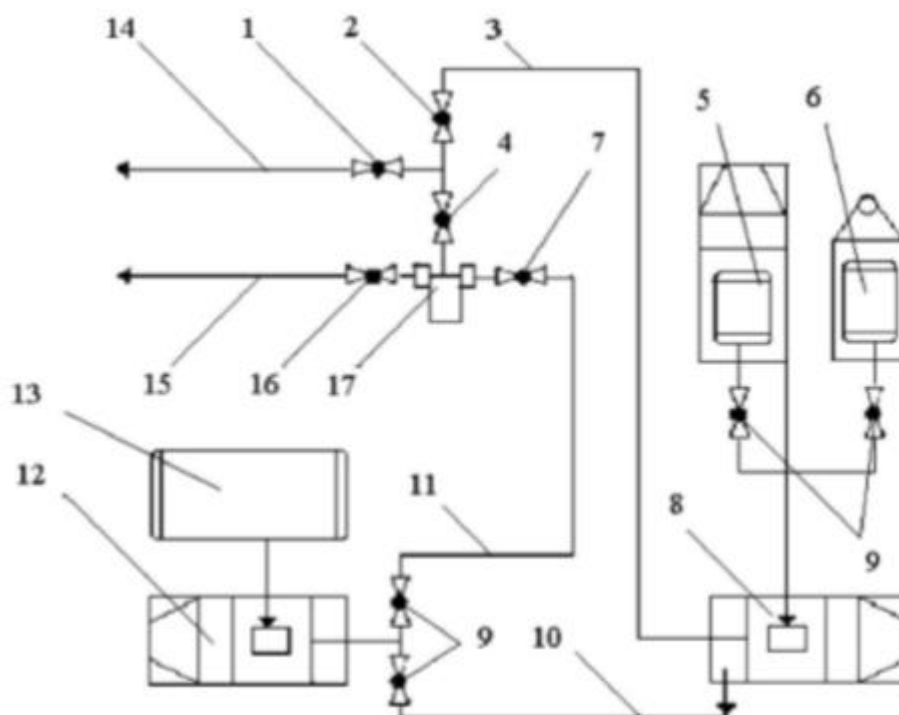


Рисунок 5 - Схема обвязки устья скважины при водоизоляционных работах кремнийорганическими реагентами:

- 1 - линейная задвижка; 2 - буферная задвижка;  
 3 - линия по нагнетания по НКТ; 4 - центральная (аварийная) задвижка;  
 5 - ёмкость с водоизолирующим реагентом; 6 - ёмкость с буферной жидкостью;  
 7 - затрубная задвижка на линии нагнетания в затрубное пространство; 8 – агрегат ЦА-320 № 1; 9 - запорные задвижки; 10 - гибкий резиновый шланг для долива в мерники ЦА-320 необходимого количества продавочной жидкости; 11 - линия нагнетания в затрубное пространство;  
 12 - агрегат ЦА-320 № 2; 13 - ёмкость с запасом промывочной и продавочной жидкости или водовод; 14 - выкидная линия НКТ; 15 - выкидная линия с затрубного пространства; 16 - затрубная задвижка на выкидной линии; 17 - крестовина устья скважины.

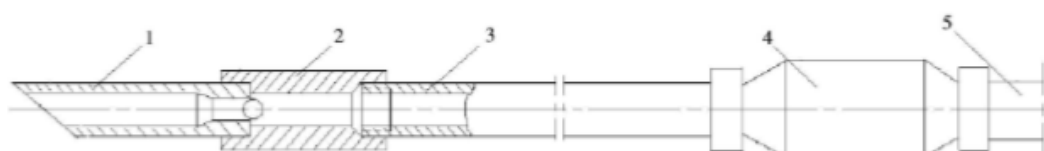


Рисунок 6 - Схема компоновки подземного оборудования при проведении водоизоляционных работ:

- 1 - мундштук типа «перо»; 2 - седло опрессовочного клапана;  
3 - расчётное количество НКТ; 4 - репер; 5 - колонна НКТ.

В момент выдавливания из заливочных труб последних  $0,6-0,8 \text{ м}^3$  кремнийорганического реагента проводят его продавку в одно и тоже время по НКТ и затрубному пространству закачкой воды в НКТ первым агрегатом ЦА-320 в объёме  $1,5-2,0 \text{ м}^3$  и в затруб вторым агрегатом ЦА-320 в объёме  $0,8-1,5 \text{ м}^3$ . Общий объём продавочной жидкости по насосно-компрессорным трубам и затрубному пространству рассчитывается исходя из обстоятельства полного выдавливания из ствола скважины АКОР-Б100 в зону изоляции, при этом давление продавки не должно превосходить максимально допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны в зависимости от её диаметра.

По окончании закачки водоизолирующего компонента колонну НКТ поднимают на безопасную глубину и скважину оставляют закрытой на ожидание затвердевания состава (ОЗС) под давлением конца продавки на 36 часов.

После ОЗС плавно стравливают давление в скважине путём открытия линейной и затрубной задвижек и определяют наличие циркуляции с помощью агрегата ЦА-320. Затем производят допуск НКТ с прямой промывкой забоя. В случае их посадки на полимерный стакан, то его разрушение происходит под действием веса колонны труб, поэтому нет необходимости использовать бурящий инструмент, тем самым, исключая необоснованные дополнительные затраты.

Следующим этапом РИР является определение приёмистости скважины после изоляционных работ при давлении 10-11 МПа. При её равенстве нулю или каком-либо снижении в сравнении с начальной рекомендуется провести кислотную обработку призабойной зоны пласта по стандартной технологии (глинокислотная обработка, гидрофобный кислотный состав и т.д.). Допускается дополнительная перфорация, а также дострелы продуктивных

интервалов пласта любыми типами перфораторов или совмещение их с кислотной обработкой призабойной зоны (ОПЗ) пласта.

Затем скважину осваивают компрессором или методом свабирования, при этом максимально допустимая депрессия должна составлять не более 15 МПа. Проводят промыслово-геофизические исследования, по результатам которых определяют профиль притока, продуктивность работы пласта и оценивают качество проведённого ремонта [17].

Последний этап водоизоляционных работ включает в себя:

- подъём заливочных труб на поверхность,
- спуск подземного скважинного оборудования,
- установку фонтанной арматуры
- вывод скважины на режим.

## **2.5. Анализ и основные принципы применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах**

Заканчивание скважин, как правило, осуществляется закрытым забоем с цементированием колонны и последующей перфорации, в тех случаях, если близко расположены водоносный пласт. Однако водоизоляционные работы будут эффективными, если выполнять их как предупреждающие меры. То есть при закачке тампонажного материала ещё до спуска и цементирование обсадной колонны. В данном случае при вызове притока из пласта не случится раннего образования каналов фильтрации воды, и работа скважины будет продуктивной.

Назначение технологии в зависимости от причины обводненности и притоков воды будут рассмотрены ниже.

Данная информация, по технологиям (стр. 42 – 52) удалена, так как этот раздел относится к коммерческой тайне.

## **3. ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

На месторождениях Западной Сибири было опробовано большое количество методов по ограничению водопритоков, почти все они основаны на использовании несколько химических соединений и технологических приёмов. Это вызвано, как сложностью промысловых геолого-физических условий, так и обязательностью достижения наиболее оптимальных технологических показателей за счет использования водоизоляционных материалов.

Применение тампонажных материалов и технологических приёмов не теряет своей актуальности в течение продолжительного периода это связано с тем, что среднегодовая обводненность добываемой в стране нефти около 85 %.

Характер обводнения скважин обуславливается геолого-физическими особенностями продуктивного пласта, признаками насыщающих пласт жидкостей и условиями разработки и состоянием призабойной зоны скважин (ПЗС).

Первоначальный анализ причин обводнения добывающих скважин позволяет уже на начальном этапе правильно назначить комплекс промысловых исследований и вид водоизоляционных работ.

Среди селективных методов наиболее востребованным оказался состав на основе кремнийорганических соединений, имея лучшие технологические и эксплуатационные показатели. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивает фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части не происходит.

Выполнен анализ технологических схем водоизоляционных работ в открытом стволе в зависимости от причины притока воды к забою скважины, а также в обсаженном стволе после первичного освоения скважины. Рассмотрены варианты использования селективного метода водоизоляции с последующей закачкой цементного раствора.

Подбирая технологию установки водоизолирующего экрана с использованием кремнийорганического соединения АКОР в соответствующих условиях указанные в разделе 2.3, можно повысить эффективность и успешность изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	-Цена реализации.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизационные отчисления, страховые взносы, основные и накладные расходы, НДС.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчёт затрат на проведения ВИР на примере 1 скважины Западной Сибири
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчёт заработной платы, материальных затрат, амортизационных затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	

**Перечень графического материала**

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		29.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы		29.03.2018

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В ходе разработки месторождения проблема ограничения водных притоков в эксплуатационные скважины становится более актуальной. Огромные убытки приносят простаивание фонда скважин из-за обводнения.

На месторождениях Западной Сибири, главного нефтегазового региона страны, нет месторождения, где бы отсутствовала проблема с обводнением скважин. На некоторых месторождениях, обводнённость достигает более 90%, что составляет половину всего фонда скважин, а также темп обводнения эксплуатационных скважин ежегодно увеличивается.

Работа большого количества скважин из-за обводненности считается нерентабельной и дальнейшая эксплуатации является, экономически нецелесообразна. Подобные скважины на данный момент составляют более 30 тысяч.

### **4.1 Расчёт затрат на мероприятие**

Технология с использованием кремнийорганических соединений на основе АКОР применима во всех типах обводнения: пропластового обводнения, подошвенных вод, заколонных перетоков для устранения водопритокков по негерметичному цементному кольцу т.д.

Дополнительная нефтедобыча довольно высокая, в результате расходов мероприятия окупается быстро. В среднем количество дополнительной добытой нефти на 1 скважину составляет 1,5 тыс. т, средняя длительность эффекта 12 месяцев.

В составе работ предусматривается проведение геофизических исследований, которые проводятся подрядным способом.

Затраты на проведение РИР рассмотрим на примере скважины № X куст X.

В состав стоимости одного ремонта скважины включены:

- 1 Материальные затраты;
- 2 Заработная плата;

3 Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды;

4 Амортизационные отчисления;

Расчёт заработной платы приведен в таблице 6.

Таблица 6- Расчёт заработной платы

Должность	Разряд	Кол иче ство	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприяти я, ч.	Заработная плата без учётов надбавок, руб.
Мастер КРС		1	220,7	240	52896
Бурильщик	6	1	140,4	240	33696
Помощник бурильщика	5	1	90,3	240	21672
Помощник бурильщика	4	1	85,6	240	20544
Всего					128808
Дополнительная заработная плата			7,9% от ЗП		10175
Итого					138983,8
Страховые взносы			30%		41694

Таблица 7 - Расчёт амортизационных отчислений

Наименование спецтехники	Время работы, час	Стоимость техники, руб.	Годовая норма амортизац ионных отчисле ний, %	Сумма амортизац ионных отчисле ний, руб/год.	Амортизац ионные отчисле ния , руб.
Цементировочный агрегат (ЦА-320)	129	4300000	10	430000	18996,57
Автоцистерна (АЦ)	119	2000000	10	200000	8150,68
Передвижная парообразующая установка (ППУ)	31	4500000	10	450000	4777,39
Компрессорная станция СД-9/100	75	1200000	10	120000	3082,19



Трубовоз	9	4400000	10	440000	1356,16
Автокран	7	1000000	10	100000	239,72
Водовоз	12	800000	10	80000	328,76
Урал-вахта	100	3800000	10	380000	13013,69
Итого					49945,20

Расчёт затрат на сырьё и материалы, приведены в таблица 8.

Таблица 8 - Расчет затрат на материалы

Материал	Единица измерения	Расход	Стоимость единицы материала, руб.	Сумма, руб.
АКОР Б - 100	тонн	1	44500,87	44500,87
Соляной раствор	м <sup>3</sup>	12	464,00	5568,00
Плашки "ойлкантри"	шт.	6	803,46	4820,76
Обтиратор	шт.	1	747,28	747,28
Плашки на спайдер	шт.	6	2757,72	2757,72
Итого				58394,63

Таким образом, основные расходы на ремонт скважины №Х/Х приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Основные расходы

Затраты	Сумма, руб.
Материальные затраты	58394,63
Заработная плата	138983,8
Страховые взносы	41694
Амортизационные отчисления	49945,20

Итого	289017,6
-------	----------

Перед началом ремонтно-изоляционных работ, требуется проведение геофизических мероприятий. Затраты на проведение геофизических работ приведены в таблице 10:

Таблица 10 - Расчёт затрат на подрядные работы

Наименование	Сумма, руб.
Исследование технического состояния эксплуатационной колонны, причины и источники притока воды.	37152,5
Перфорация ПК-105с	23845
Определение профиля притока	120947
Итого	181944,5

В таблице 11 приведён сметный расчёт на проведение ремонтно-изоляционных работ селективным методом.

Таблица 11 - Расчёт сметы

№ п/п	Наименование работ и Затрат	Объём		Единичная Расценка	Полная Сметная стоимость, руб.
		Ед. изм	Количество		
<b>I</b>	Итого основных расходов (ОР)				289017,6
<b>II</b>	Накладные расходы	% от ОР	10		28901,76
	Итого: основные и накладные расходы (ОР+НР)				317919,36
<b>III</b>	Плановые накопления	% от НР+ОР	10		31791,936
	Подрядные работы				181944,5
	Итого сметная стоимость				531655,80
	НДС	%	18		95698,04
	Итого с учётом НДС				627353,84

Затраты на получение 1 т дополнительного притока нефти после проведения РИР составляет, 418,2 руб. При цене реализации нефти 13199руб.

Исходя, из расчётов затрат на проведение данного мероприятия можно сказать о высокой в целом технологической эффективности и экономической целесообразности проведения ремонтно-изоляционных работ с применением материала АКОР в обводненных скважинах. Это позволило, получить дополнительную добычу нефти в объёме 1,5 тыс.т на 1 скважину с длительностью 12 месяцев.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело (21.03.01)

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки П... месторождения (ООО "РН-Юганскнефтегаз").
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Промышленная безопасность и охрана труда для оператора по добыче нефти и газа 1.2. Промышленная безопасность и охрана труда при эксплуатации и техническом обслуживании центробежных секционных насосов типа ЦНС	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>• При работе с химическими реагентами и действия в аварийных ситуациях</li> <li>• Инструкция по ПБ и ОТ при замере дебитов скважин;</li> <li>• Требования ПБ и ОТ при замере межколонного давления и отборе проб нефти и нефтепродуктов со скважин;</li> <li>• характеристика опасных и вредных производственных факторов</li> </ul>
<b>2. Электробезопасность</b>	Охрана труда для не электротехнического персонала с 1 группой по электробезопасности
<b>3. Пожарная безопасность</b>	Инструкция о мерах пожарной безопасности на объектах цехов добычи нефти и газа.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	Рассмотрены специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории, организация работ рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна	.		30.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4Г	Гасанов Фарид Арастун оглы		30.032018

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Данный раздел посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности. Любой вид деятельности человека связан с определенными факторами, направленными на усугубление и ухудшения здоровья. В нашем случае объектом исследования является кустовая площадка , где производятся различные технологические операции по извлечению нефти и газа. Проанализированы возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на площадке, рассмотрены комплексные методы предупреждения и ликвидации.

### **5.1 Промышленная безопасность и охрана труда для оператора по ДНГ**

На оператора по добыче нефти и газа возлагаются обязанности по обеспечению бесперебойной работы скважин и групповых замерных установок, а именно: обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования, электропогружных установок, механизмов и трубопроводов, выкидных линий и коллекторов, участие в монтаже и демонтаже наземного оборудования, ведение визуального контроля за уровнем химреагента в емкости блоков реагентного хозяйства и УДЭ (установка дозирующая электрическая).

К самостоятельной работе, в качестве оператора добычи нефти и газа допускаются лица: достигшие 18-летнего возраста; прошедшие обучение в области промышленной безопасности в специализированном учебном центре и имеющие квалификационные удостоверение оператора добычи нефти и газа; прошедшие вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте по программе первичного инструктажа на рабочем месте для оператора ДНГ; прошедшие стажировку на рабочем месте не менее 14 рабочих смен, проверку знаний и получившие допуск к выполнению самостоятельной работе в качестве оператора ДНГ; имеющие удостоверение об аттестации прошедшие инструктаж по электробезопасности с последующим присвоением 1-й квалификационной

группы. Оператор через каждые 6 месяцев работы должен проходить повторный инструктаж по безопасному ведению работ.

Режим работы оператора по ДНГ определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности. Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю [16].

Оператор по ДНГ обязан знать основные характеристики опасных и вредных производственных моментов и их влияние на человека.

Опасные и вредные производственные факторы, влияющие на операторов по ДНГ, относятся:

- повышенный уровень шума,
- повышенный уровень вибрации,
- повышенный уровень влажности,
- повышенная температура воздуха рабочей зоны,
- высокое давление рабочей среды в системе трубопроводов и т.д.

Климат. Основными параметрами характеризующий климат определяют следующие условия: температура, относительная влажность, скорость ветра, барометрическое давление. Все эти параметры влияют на организм человека, по которым можно определить самочувствие.

Климатические условия меняются как по сезонам, так и в течении дня. Терморегуляция организма поддерживается температурой тела в пределах 36-37°C. Обеспечивается температурное равновесие между человеческим организмом и внешней средой. Регулярное нахождение работника в среде с высокой температурой увеличивает вероятность перегрева организма, тем самым вызвав гипертермию, что в дальнейшем может привести к тепловому удару с потерей сознания. Основными симптомами перегрева являются: общая слабость, тошнота, головокружение, шум в ушах. Интенсивное потоотделение – угроза дегидратации организма. Например, при температуре 38,8°C в состоянии покоя человека достигает 300 г/ч. При движении они значительно увеличиваются. Влажность воздуха окружающей среды также значительно

влияет на организм. При высокой влажности воздуха 70- 85% человеку сложнее работать, а если- она сочетается с высокой температурой, то вдвойне, так как пот испаряется с трудом. В таблице 12 приведено время пребывания человека (мин) в условиях высоких температур, со скоростью ветра 0,1-0,2 м/с .

Таблица 12 - Длительность пребывания человека в условиях высоких температур.

Относительная влажность воздуха, %	Степень воздействия	Время пребывания человека, мин, в условиях температур, °С			
		40	50	60	70
15-20	Безопасное	40 и выше	30	20	10
	Допустимое	40 и выше	60	40	20
	Максимально допустимое	40 и выше	90	60	35
70-75	Безопасное	120	15	10	5
	Допустимое	180	30	15	10
	Максимально допустимое	240	60	30	20

Неблагоприятное воздействия оказывает не только высокая, но и низкая температура. Наибольшую опасность для человека представляет переохлаждение организма (гипотермия).

Повышенный уровень шума. Беспорядочные звуковые колебания на рабочем месте при контакте с человеком могут оказывать влияние на весь организм работника, увеличивает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания.

Повышенный уровень вибрации. Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой



в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечнососудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм. К методам защиты от вибрации являются: усовершенствование техники и оборудования, поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха [11].

Химический фактор. К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества встречающихся при работе на производстве.

Итак, вредные вещества делятся несколько подгрупп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Пути проникновения химических веществ происходит через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный- и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызвав иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога .

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ и т.д.

К работам с хим. реагентами допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и пригодные по состоянию здоровья, имеющие соответствующее квалификационное удостоверение, прошедшие инструктаж по безопасности ведению работ с химическими реагентами.

Все химреагенты обладают огнеопасными, взрывоопасными, токсичными и др. составами, требуют особых мер предосторожности при подготовке для подачи в трубопровод нефти [12].

Характеристика опасных и вредных производственных факторов. Опасные производственные объекты характеризуются высокой энергетической емкостью, наличием большой концентрации взрывоопасных и пожароопасных продуктов (сырой нефти, попутного нефтяного газа, химических реагентов).

Таблица 13 - Показатели взрывопожароопасности и токсичности

№ п/п	Наименование вещества	Класс опасности	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Пределы взрываемости, % об.		Характер токсичности
				нижний	верхний	
1	Нефть	4	300	1	5	Слабонаркотические действия, вызывает дерматит, экземы
2	Попутный нефтяной газ	4	300	3,2	15	В больших количествах обладает наркотическими действием
3	Метанол	3	5	6	34,7	Сильнодействующий яд
4	Окис углерода	4	20	12,5	74	Чрезвычайно токсичный газ

Промышленная безопасность и охрана труда при замере дебитов. При приёме групповых автоматизированных установок в эксплуатацию от монтажно-наладочной организации производится проверка и внешний осмотр единиц сварных соединений, планировка площади, правильности оформления актов гидравлических испытаний, испытаний электропроводок и сопротивление заземления кабельного журнала и акта на скрытые работы.

Работы, связанные с разгерметизацией оборудования ГЗУ, необходимо проводить в соответствии с требованиями инструкции по выполнению газоопасных работ.

При замере дебитов скважин оператор должен иметь все полагающиеся ему по нормам средства защиты, обеспечивающие безопасность работы и во

время работы обязан пользоваться ими. Спецодежда не должна иметь свисающих концов.

Требования ПБ и ОТ при замере межколонного давления и отборе проб нефти и нефтепродуктов со скважин. Межколонное давление – это давление, возникающее в пространстве между кондуктором и эксплуатационной колонной.

Обслуживающий персонал должен осуществлять контроль над возможными межколонными проявлениями, своевременно выявлять утечки и пропуски, принимать меры по их ликвидации.

При проведении профилактических замеров межколонного давления скважин необходимо соблюдать следующие требования:

- До начала проведения замера нужно убедиться, что на скважинах кустовой площадки отсутствуют пропуски нефти и газа;
- Замер производится через межколонный патрубок скважины. Для этого необходимо вернуть в патрубок манометр, открыть вентиль патрубка и произвести замер давления;
- Для проведения замера давления необходимо пользоваться исправным и поверенным манометром;
- При нормальных условиях эксплуатации давления в межколонном пространстве должно отсутствовать;
- Горячую нефть следует отбирать в рукавицах, защитных очках в чистую металлическую посуду с плотно закрывающейся крышкой. Использовать для этой цели стеклянную посуду запрещается;
- Замер межколонного давления и отбор проб нефти из скважин и из трубопроводов необходимо производить, стоя с наветренной стороны (спиной к ветру) во избежание вдыхания паров нефти и газа;
- Запрещается во время замера межколонного давления и отбора пробы наклоняться над ней и находиться против открытого пробоотборника вентиля и межколонного патрубка;

- При примерзании и закупорке льдом пробоотборного вентиля и межколонного патрубка нельзя прочищать их проволокой. В этом случае необходимо прогреть вентиль или патрубок паром или горячей водой;
- В случае, если во время отбора пробы или замера давления произошло замазучивание оборудования и грунта, необходимо оборудование вытереть ветошью, замазученный грунт убрать и засыпать чистым песком.

Механические опасности. Как правило, механические опасности является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами и т.д.

От всех этих опасных факторов применяют:- козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации, конечно же средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

## **5.2 Промышленная безопасность и охрана труда при эксплуатации и техническом обслуживании центробежных секционных насосов типа ЦНС**

Насосы центробежного секционного типа ЦНС предназначены для перекачивания обводненной газонасыщенной нефти и товарной нефти с температурой до 45°C в системах внутривышневого сбора, подготовки и транспорта нефти без сероводорода с плотностью 900-1500 кг/м<sup>3</sup>. Допускается перекачивание нефти с температурой до 60°C, при условии применения системы принудительного охлаждения подшипников. Массовая концентрация

механических примесей не более 0,2%, а размер твердых частиц не более 0,2 мм. Содержание парафина не более 20%.

Перед началом работ персонал, обслуживающий насос, обязан:

- надеть спецодежду, спецобувь, средства индивидуальной защиты;
- ознакомиться с записями в вахтовом журнале о работе смены, с распоряжениями в журнале;
- осмотреть оборудование, заземляющее устройство;
- проверить соответствие параметров работы оборудования требованиям технологического регламента и инструкции завода-изготовителя;
- проверить наличие, исправность пожарного инвентаря, средств пожаротушения;
- обнаруженные недостатки зарегистрировать в вахтовом журнале и устранить;
- расписаться в вахтовом журнале о приеме смены и приступить к работе
- вахта считается принятой в том случае, если персонал, принимающий вахту, поставил в вахтовом журнале свою подпись.

### **5.3 Электробезопасность**

Инструкция по охране труда для неэлектрического персонала с 1 группой по электробезопасности. “Группа по электробезопасности 1 присваивается неэлектрическому персоналу, связанному с работой, при выполнении которой может возникнуть опасность поражения электрическим током”. Лица с классификационной группой 1, не имеющие специальной электротехнической подготовки, должны иметь элементарное представление об опасности электрического тока. О мерах безопасности при работе на обслуживаемой участке электрооборудования, в том числе знакомство с правилами оказания первой помощи [15].

Виды поражения электрическим током. Действие электрического тока на организм носит разносторонний характер. Проходя через организм,

электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое действие.

Основные правила электробезопасности для лиц неэлектрического персонала с 1 квалификационной группой по электробезопасности. Во избежание поражения электрическим током лица неэлектрического персонала обязаны соблюдать следующие правила безопасности:

- Не прикасаться к открытым токоведущим частям электрооборудования, не работать на электрооборудовании с оголенными проводами;
- Не производить самостоятельных исправлений или подключений или подключений электропроводки, смены предохранителей смен перегоревших ламп и очистки светильников, устранение неисправности электропроводки и электрооборудования;
- Работать только на надёжно заземленном оборудовании. Заземление необходимо проверять путём внешнего осмотра каждую смену;
- Работать в увлажнённой спецодежде и с мокрыми руками вблизи токоприемников и непосредственно с ними запрещается и т.д.

На кустовой площадке присутствует огромное количество металлических конструкций. В таких условиях администрации предприятия необходимо применять мероприятия на защиту персонала от поражения электрическим током. Для защиты применяют такие меры как: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением; защитное заземление, отключение; использование специальных электрозщитных средств, организация безопасной эксплуатации электрозщитных средств, организация безопасной эксплуатации электроустановок.

#### **5.4 Пожарная безопасность и аварийная ситуация на кустовой площадке**

Инструкция о мерах пожарной безопасности на объектах цехов добычи нефти и газа. Ответственность за пожарную безопасность отдельных объектов (ДНС, АГЗУ, кустов скважин), обеспечение их первичными средствами

пожаротушения, а также своевременное соблюдение действующих противопожарных правил несут начальники ЦДНГ, участков и другие должностные лица, которые назначаются Указанием начальника ГУДНГ.

На каждом объекте, на видном месте должны быть вывешена табличка с указанием фамилии, имени, отчества и должности лица, ответственного за пожарную безопасность, категории пожарной опасности и класса зоны по ПУЭ [14].

Содержание и применение пожарного оборудования и средств пожаротушения. Объекты ЦДНГ должны быть обеспечены следующими первичными средствами пожаротушения:

- насосная по перекачки нефти (ДНС) на каждые 50 м<sup>2</sup> площади:
- огнетушителями пенными ОХП – 10 – 2шт.;
- углекислотными УО – 8 и бромэтиловыми ОУБ–7 1шт;
- ящиками с песком по 0,5 м<sup>3</sup> – 3 шт.;
- лопатами – 3 шт.;
- пожарными ведрами – 2 шт.;
- кошмой размером 2х2м или асбестовым полотном – 2шт.
- замерные групповые установки “Спутник”:
- углекислотными огнетушителями УО-8 – 1 шт.
- общественные и жилые помещения на каждые 50 м<sup>2</sup> площади:
- пенными огнетушителями ОХП-10 – 1 шт.

Первичные средства пожаротушения необходимо размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа.

Порядок действия технического персонала ЦДНГ при ликвидации аварий и пожаров. Для каждого газо-, взрыво-, пожароопасного объекта должен быть разработан план ликвидации аварий.

Планы ликвидации аварий вместе с необходимыми приложениями к ним должны находиться на рабочих местах; обслуживающий персонал должен быть ознакомлен с ними под расписку. Каждый работник ЦДНГ, заметивший

опасность возникновения аварии или ситуации, угрожающей людям, обязан немедленно сообщить руководству и действовать согласно плану ликвидации аварий.

Каждый работник ЦДНГ, заметивший пожар, обязан:

- Немедленно вызвать пожарную часть.
- Вызвать к месту пожара старшего начальника объекта.
- Принять меры по ликвидации пожара первичными и стационарными средствами пожаротушения.

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации: открытое фонтанирование скважины, порыв нефтесборного коллектора и системы ППД, пожар в АГЗУ, на площадке дренажной емкости стихийные явления и т.д.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о происходящем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв - сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду.

Главное в разработке технических и организационных мероприятий, снижающие риск возникновения ЧС, а также подготовки персонала к действиям в этих условиях.

### **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**

Работник осуществляет свою деятельность в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их безотказной работы. Операции, связанные с добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ, связанных с вредными и опасными условиями труда, применение труда женщин запрещается (Постановление Правительства РФ). За вредность рабочим



компенсируется выдачей молочной продукции. Рабочие могут быть привлечены к работе в ночное время, к сменному графику работы. Рабочие, находящиеся во вредных и опасных условиях труда должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры для определения пригодности для выполняемых работ.

Для работы, связанной с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия работы), рабочие должны проходить обязательное психиатрическое обследование не реже 1 раза в 5 лет, установленном Правительством РФ [13].

Работы, проводимые в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматривают надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Работодатель предоставляет социальные пакеты (оплата санаторно-курортного лечения, оплата путевок в детские оздоровительные лагеря, медицинское страхование, выплаты в пенсионный фонд и др).

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, проживающих на севере, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Гражданин, достигший совершеннолетия, может стать оператором по ДНГ, если прошел медицинский осмотр, инструктаж, производственное

обучение, стажировку, проверку знаний комиссией, назначенной для данного подразделения приказом по предприятию.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные технологии по ограничению водопритоков с использованием кремнийорганических соединений на основе АКОР на добывающих скважинах Западной Сибири.

Большинство нефтяных месторождений РФ находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением уровня добычи и ростом обводненности извлекаемого флюида. Правильное понимание причин избыточных водопритоков влечет эффективное решение возникающих проблем. Рациональный контроль за обводненностью добываемой продукции повышает рентабельность разработки месторождения, а также снижает расходы на переработку и утилизацию добываемой воды.

Также были рассчитаны средние финансовые затраты на проведение 1 ремонтно-изоляционной работы на добывающей скважине, которая составила 627353,84 рублей.

На основе изложенных результатов можно судить о высокой в целом технологической эффективности и экономической целесообразности проведения РИР с применением кремнийорганических реагентов в добывающих скважинах. Это позволило получить дополнительную добычу нефти в объёме 2 тыс.т на 1 скважину с продолжительностью 12 месяцев.

Рассмотрены меры промышленной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы требования промышленной безопасности и охраны труда для операторов по добыче нефти и газа.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Уметбаев В.Г., Павлычев В.Н., Прокшина Н.В., Стрижнев В.А. Проблемы в области технологий ремонтно-изоляционных работ, направления и результаты их исследований. - Нефтяное хозяйство, 2001, № 11, с. 32-34.
2. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. - М.: Недра, 1976. - 175 с.
3. Габдуллин Р.Г., Ибатуллин Р.Х., Чепик С.К., Хайретдинов Ф.М. Основные направления борьбы с преждевременным обводнением скважин. - Нефтепромысловое дело, 1985, № 10, с. 10-14.
4. Клещенко И.И. Изоляционные работы / И.И. Клещенко, А.В. Григорьев, А.П. Телков. - М.: Недра, 1998. - 430с.
5. Гурбанов Р.Д., Алиев А.Я., Гасанов и др. Работа с бездействующим и ликвидированным фондом скважин как основной фактор стабилизации и увеличения добычи нефти и газа. - Нефтепромысловое дело, 2001, № 11, с. 20-32.
6. Применение смолы ТС-1 для ремонтно-изоляционных работ в скважинах на Правдинском месторождении / Б.А. Нурбаев, В.А. Турбин // Добыча, сбор и подготовка нефти и газа на месторождениях Западной Сибири: Сборник научных трудов.- Тюмень: ОАО «СибНИИИМП», 1997. - 172 с.
7. Газизов А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах Газизов А.Ш., Газизов А.А. М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 1999 - 285 с.
8. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц - М.: Наука, 2000 - 190 с.
9. Снижение рисков при проведении ремонтно-изоляционных работ / Т.С. Усманов, И.Ф. Хатмуллин // Нефтяное хозяйство.- 2004. - №8. - С. 26-28.
10. Клещенко И.И. Изоляционные работы / И.И. Клещенко, А.В. Григорьев, А.П. Телков. - М.: Недра, 1998. - 430с.

11. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
12. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
14. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. - 25 с.
15. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
16. Трудовой Кодекс - ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
17. Технология проведения РИР с использованием кремнийорганических систем: СТП 5804465-117-2000. - Когалым: УПНП и КРС, 2000. - 76 с.
18. Демахин А., Г Демахин С.А. Селективный методы изоляции водопритоков в нефтяные скважины. - Саратов: Изд-во ГОС УНЦ “Колледж”, 2003 г. -167 с.
19. Выбор технологии и тампонажных материалов при проведении ремонтно-изоляционных работ в скважинах/С.А. Рябоконт, С.В. Усов, В.А. Шумилов, Г.Р. Вагнер, В.Г. Уметбаев//Нефтяное хозяйство. - 1989. - №4. - С. 47-53.