

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки – 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ технологий ограничения водопритока в добывающих скважинах, вызванных прямым сообщением с нагнетательными скважинами в Западной Сибири
УДК 622.276-049.65:532(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Михалев Роман Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков Павел Николаевич	Д.Т.Н.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результаты	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;

	среды	
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки – 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Михалеву Роману Сергеевичу

Тема работы:

Анализ технологий ограничения водопритока в добывающих скважинах, вызванных прямым сообщением с нагнетательными скважинами в Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2018 №1395/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Литературные данные, методические рекомендации, техническая документация.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Аналитический обзор литературы, постановка цели и задач исследования, выбор метода исследования, составление методических указаний, оценка и анализ результатов исследования, составление разделов «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», «Социальная ответственность», выводы по исследовательской работе.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Литературный обзор	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Михалев Роман Сергеевич		

Реферат

Магистерская диссертация состоит из текстового документа на 103 страницах, содержит 8 рисунков, 16 таблиц, 31 источников, 1 приложения.

Объектом исследования в данной работе являются технологии ремонтно-изоляционных работ, водоизолирующие материалы для ограничения водопритока.

Цель изучения: анализ технологий ограничения водопритоков в нефтяные добывающие скважины, путем совершенствования технологий ремонтно-изоляционных работ.

Основные задачи исследования:

- анализ состояния проблемы обводнения нефтяных скважин и применяемых технологий ремонтно-изоляционных работ;
- формулирование общих и специфических требований к физико-химическим свойствам водоизолирующих материалов, предназначенных для применения в условиях Западной Сибири;
- теоретические исследования и обоснование структуры и физико-химических свойств полифункциональных материалов, применяемых в качестве водоизолирующих материалов;
- научно-методическое обоснование изменения структуры водоизолирующих материалов и технологических приемов их применения с целью повышения эффективности ограничения водопритоков;
- создание системы критериев эффективного применения методов ограничения водопритоков с использованием материалов и составов на основе.

В качестве метода исследования были использованы все виды РИР, материалы, а также технология проведения.

Научная новизна: научно обоснованы критерии выбора скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ и разработана методика выбора составов изоляционных материалов для проведения РИР в условиях опережающего продвижения фронта воды.

Практическая значимость основывается на разработке методических рекомендаций для нефтегазовых компаний.

Определения

Ремонтно-изоляционные работы – мероприятия по преграждению путей проникновения вод в скважину, а также отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов.

Обводненность – это относительное содержание воды в добываемой жидкости, определяемое как отношение дебита воды к сумме дебитов нефти и воды, выраженное в процентах.

Пьезометрическая скважина – специальная скважина, используемая для наблюдения за динамикой пластового давления в какой либо части нефтяной залежи.

Коллектор – горные породы, способные вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений.

Обозначения

- РИР – ремонтно-изоляционные работы
- ППД – поддержание пластового давления
- ВНК – водонефтяной контакт
- ПАВ – поверхностно-активные вещества
- АВПД – аномально высокое пластовое давление
- ОЗЦ – ожидание затвердевание цемента
- АКЦ – акустический цементомер
- ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
- ГИС – геофизические исследования скважин
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ГФС – гипанформальдегидная смесь
- ГТМ – гидрофобный тампонажный материал
- НСКС – нефтесернокислотные смеси
- КМЦ – карбоксилметилцеллюлозы
- НЧК – нейтрализованный черный контакт
- ПАА – полиакриламид
- МАК – метакриловая кислота
- ДЭА – диэтиламмоний
- ПЗП – призабойная зона пласта
- КОС – кремнийорганические соединения

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 1.5 – 2012 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.
2. ГОСТ 2.104 – 2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи.
3. ГОСТ 2.105 – 95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.
4. ГОСТ 2.106 – 96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы.
5. ГОСТ 3.1102 – 2011 Единая система технологической документации. Стадии разработки и виды документов.
6. ГОСТ 3.1105 – 2011 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов общего назначения.
7. ГОСТ 7.0.5 – 2008 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая ссылка.
8. ГОСТ 7.1 – 2003 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Библиографическая запись. Библиографическое описание.
9. ГОСТ 7.9 – 95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация.
10. ГОСТ 7.32 – 2001 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.
11. ГОСТ 8.417 – 2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин.

Оглавление

Реферат	6
Определения	8
Обозначения.....	9
Нормативные ссылки	10
Введение.....	14
Глава 1. ОСОБЕННОСТИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОПРИТОКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	16
1.1 Вероятные причины попадания сторонних вод в скважину	16
1.1.1 Обводнение скважины путем подтягивания конуса подошвенной воды	18
1.1.2 Обводнение скважин, связанное с заколонными перетоками	21
1.1.3 Обводнение скважин нагнетаемой водой.....	24
1.1.4 Обводнение скважин через негерметичность эксплуатационных колонн	25
1.3 Технологии проведения изоляционных работ	26
1.3.1 Изоляция от проникновения верхних вод	26
1.3.2 Изоляция от проникновения нижних вод.....	27
1.3.3 Изоляция вод, поступающих через соседнюю скважину	28
1.3.4 Изоляция от проникновения подошвенных вод.....	28
1.3.5 Ликвидация конуса подошвенных вод	29
1.3.6 Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн.....	30
1.4 Виды изоляционных материалов.....	31
1.4.1 Цементные растворы	40
1.4.2 Пеноцементные растворы	41
1.4.3 Нефтецементные растворы	42
1.4.4 Изоляционный материал на основе гидролизованного полиакрилонитрила	43
1.4.5 Водоизоляционный материал на основе полиакриламида	44
1.4.6 Водоизолирующие составы на основе сополимеров	44
1.4.7 Изоляционные составы на основе сложных полимеров	45

1.4.8 Селективный изоляционный материал на основе магния гранулированного	46
1.4.9 Изоляционные материалы на основе олигоорганозтоксихлорсилоксанов	47
Глава 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ	48
2.1 Методы выявления причин обводнения скважин	48
2.2 Производство ремонтно-изоляционных работ	49
2.2.1 Последовательность проведения водоизоляционных работ	49
2.2.2 Современная установка для проведения ремонтно-изоляционных работ	53
Глава 3. ЭФФЕКТИВНОСТИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИЮ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ХИМПРОДУКТОВ	55
ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1 Расчёт затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ.....	61
4.2 Расчет амортизационных отчислений.....	62
4.3 Расчет заработной платы.....	63
4.4 Отчисления во внебюджетные фонды	64
4.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения РИР	65
4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта	66
4.7 Оценка экономической эффективности РИР	67
ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	77
5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	77
5.1.2 Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны	78
5.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	78
5.1.4 Превышение уровней шума	78
5.1.5 Превышение уровня вибрации	79
5.1.6 Электромагнитные поля.....	80

5.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	81
5.2.1 Механические опасности	81
5.2.2 Электробезопасность на рабочем месте	82
5.3 Экологическая безопасность.....	83
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	83
5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод.....	85
5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	85
5.4 Защита в ЧС	86
5.4.1 Взрыво- и пожароопасность производства	87
5.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений....	89
Список использованных источников	91
Приложение I.....	94

Введение

В данное время множество нефтегазовых месторождений находятся на позднем этапе разработки и характеризуются высокой степенью обводненности продукции (более 70%). К примеру, только по Самотлорскому месторождению из 1964 скважин не функционируют 685 (29,5 %), кроме всего прочего по причине высокой обводненности – 394 (55,6%). Аналогичная ситуация наблюдается на Усть-Балыкском и Мегинском месторождениях. В настоящее время почти 55 % добывающих скважин находятся в бездействии, консервации или пьезометрическом фонде. Итоги трассерных исследований, говорят о том, что главная причина высокой степени обводненности заключается в образовании высокопроводящих каналов фильтрации между скважинами, через которые нагнетают и скважинами, из которых добывают нефть или газ.

Для того, чтобы исправить данную ситуацию на большинстве месторождениях проводят работы по закупориванию каналов, в основном путем закачивания осадкообразующих, гелевых и вяжущих композиционных материалов, которые составляют основу потокоотклоняющих технологических работ. Проведение таких работ позволит увеличить реальные дебиты нефти путем снижения обводненности.

Тем не менее успех таких изолирующих работ водопроницаемых фильтрационных каналов не превышает 40%. Главными причинами очень низкой результативности РИР являются: переизбыточное количество воды и огромные давления закачивания химических реагентов, что в свою очередь приводит к появлению добавочных каналов в высокопроводящих пропластках, которые наполнены водой. Однако в скважинах, обводненность продукции которых достигла 95 – 99%, результат использования потокоотклоняющих технологий невелик.

Для того, чтобы успешно изолировать каналы низкого фильтрационного сопротивления в этих скважинах необходимо влияние со

стороны, добывающей скважины. Тем не менее, в результате недостаточной изученности такой проблемы, не существуют эффективные технологии осуществления РИР, которые могли бы обеспечить высокую результативность работ (55% и более).

Целью магистерской диссертации является анализ технологий ограничения водопритоков в нефтегазовые добывающие скважины, методом совершенствования технологий ремонтно-изоляционных работ.

Основные задачи исследования:

- разбор проблемы обводнения нефтегазовых скважин и применяемые технологии ремонтно-изоляционных работ;
- формулирование общих и специфических требований к физико-химическим свойствам водоизолирующих материалов, предназначенных для применения в условиях Западной Сибири;
- теоретические исследования и обоснование структуры и физико-химических свойств полифункциональных материалов, применяемых в качестве водоизолирующих материалов;
- научно-методическое обоснование изменения структуры водоизолирующих материалов и технологических приемов их применения с целью повышения эффективности ограничения водопритоков;
- создание системы критериев эффективного применения методов ограничения водопритоков с использованием материалов и составов на основе.

В качестве исследования были использованы все виды РИР, материалы, а также технология проведения.

Глава 1. ОСОБЕННОСТИ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ВОДОПРИТОКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Вероятные причины попадания сторонних вод в скважину

Вместе с закономерным обводнением скважин, которые связаны с разработкой многих нефтегазовых месторождений нашей страны, использование метода поддержания пластового давления заводнением происходит и преждевременное обводнение значительной части скважин в результате:

- нарушения герметичности заколонного пространства;
- подтягивания конуса подошвенной воды;
- прорыва вод по высокопроницаемым пропласткам эксплуатируемого объекта;
- разработки залежи нефти, приуроченной к водонефтяным зонам и т.д.

Систематизация всех причин обводнения скважин, представленная на рисунке 1, захватывает факторы, которые возникают как во время строительства, так и при эксплуатации скважин [1]. Изучим главные из них.



Рисунок 1 – Классификация причин обводнения скважин

1.1.1 Обводнение скважины путем подтягивания конуса подошвенной воды

Множество нефтегазовых месторождений в Западной Сибири отчасти или целиком подстилаются подошвенными водами, оконтуриваются краевыми водами или все эти проблемы в одно и то же время. Даже во время процесса освоения скважин, опытно-промышленных работ и в главной степени при эксплуатации в результате активного движения границы раздела, в продукции скважин появляется вода. По итогу нефтяные залежи становятся водоплавающими [2].

Во время разработки таких месторождений появляются крайне тяжелые задачи, и целесообразная их разработка невозможна без знания особенностей и случаев обводнения залежей нефти и скважин[3, 4].

Решить данные задачи возможно ограничением водопритокков селективной изоляцией обводнившихся интервалов тампонирующими составами, а также при установке радиальных водонепроницаемых крепких или мобильных газоводоизоляционных экранов. Промышленные испытания показали, а также анализирование разработки нефтегазовых месторождений с водой в подошвах, образование конусов является в некоторых случаях главной причиной обводнения скважин, которые пробурены в однородных пластах[5].

Для того, чтобы предотвратить конусообразования, главным образом во время эксплуатации однородных коллекторов, между нефте- и водонасыщенной частями пласта устанавливают непроницаемые экраны[6].

Как показывает практика, установка искусственных непроницаемых экранов, к примеру, при закачке цементных растворов на водоуглеводородной основе, зачастую, не дает существенного результата, потому что невозможно спроектировать экран значительной протяженности по радиусу от оси скважины. Плюс ко всему во время водонапорного режима, когда давление подошвенных вод является главным источником

энергии для вытеснения нефти, неподвижное положение экрана препятствует энергетическим возможностям образования значительных гидравлических сопротивлений.

По мнению некоторых авторов, намного рациональнее с гидравлической и технологической точек зрения является образование между нефте- и водонасыщенными частями пласта движущегося экрана методом прокачки буферной жидкости, которая обеспечивает равномерное вытеснение нефти водой без формирования конусов. Технологически это получается путем закачки в верхнюю часть водонасыщенного коллектора[7].

В связи с тем, что конус воды описывает местное движение поверхности разделения вода-нефть, то анализируя режим работы отдельно взятой скважины, есть потребность проводить различие между поступлением краевых вод и давлением подошвенной воды. Для первого случая продвижение воды совершается вдоль напластования, что свойственно для абсолютно тонких продуктивных пластов, которые залегают с видимым углом падения. Второй вариант свойственен для пластов, имеющих большую толщину, которые залегают с маленьким углом наклона. В связи с тем, что в природе такие крайние случаи встречаются редко, то формально можно определить три типа притока нефти во время водонапорного режима:

- нефть, которая движется к скважинам главным образом из-за напора подошвенной воды, краевые воды не активны, т.е. скорость движения поверхности разделения вода-нефть превосходит скорость, при которой совершается стягивание контура нефтеносности;

- вытеснение нефти осуществляется при продвижении краевых вод вдоль напластования, подошвенная вода в это время малоактивна, то есть скорость движения контура водоносности в несколько раз превышает скорость подъема поверхности подошвенной воды;

- приток нефти к скважинам происходит из-за продвижения как контурных, так и подошвенных вод[8].

Во время напора подошвенной воды по причине большого пластового давления в водоносной области и пониженного давления на забое нефтегазовой скважины граница раздела переживает существенный перепад давления. В этом случае линии тока будут ортогональны изначальной поверхности разделения вода-нефть и устремлены вверх, как показано на рисунке 2а. Приближаясь к забою скважины, на уровне вскрытой толщины пласта они постепенно отклоняются. Вытеснение нефти совершается по причине продвижения водонефтяного контакта, который сопровождается появлением конуса воды. Причина формирования конусной формы поверхности разделения вода-нефть содержится в том, что размер вертикальной составляющей скорости продвижения водонефтяного контакта приобретает наибольшее значение вдоль оси скважин. Качественно аналогичная форма поверхности раздела формируется и в том случае, когда подошвенная вода не участвует в вытеснении или она неактивна. Однако приток нефти к несовершенной скважине на расстоянии, больше одного - двух значений продуктивной толщины от ее оси, можно полагать плоскорадиальным, где линии тока расположены параллельно кровле и подошве пласта.

Внутренняя зона характеризуется пространственным притоком, где линии тока искривлены, как показано на рисунке 2б.

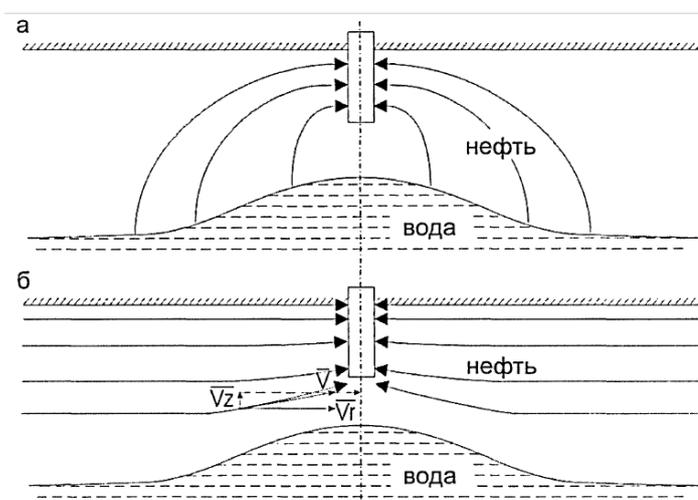


Рисунок 2 – Линии тока, которые обусловлены напором подошвенной воды (а) и краевых вод (б)

В итоге подобного искривления линий тока возникает вертикальная составляющая скорости фильтрации, значение которой возрастает с приближением к оси скважины. Существование вертикальной составляющей приводит к подтягиванию поверхности разделения вода-нефть, а ее уменьшение, с увеличением расстояния от оси скважины, обуславливает образование конусной формы границы раздела[9].

1.1.2 Обводнение скважин, связанное с заколонными перетоками

Большой опыт по устранению междупластовых перетоков, полученный при эксплуатации скважин, представляет, зачастую такие осложнения имеют одинаковую природу. Здесь сразу же надлежит исключить случаи прорыва подошвенной воды, которые связаны с коррозией обсадных труб сероводородом и углекислым газом, а также случаи порыва воды по самым проницаемым пропласткам.

Несмотря на присутствие многих мнений и точек зрения касательных причин поступления и продвижения флюидов, понятно лишь одно – поступление и продвижение флюидов вероятно только при наличии каналов и перепада давления как движущей силы.

Булатов предложил крайне обстоятельную классификацию причин образования каналов, разрывов сплошности цементного камня и флюидопроявления[10].

Во время составления классификационной схемы определены следующие главные факторы, которые обуславливают образование межпластовых перетоков и флюидопроявлений.

1. Геологические факторы, в основном связанные с присутствием в породе трещин сдвига, разрыва, с большой проницаемостью продуктивных пластов по вертикали, а также с аномально высоким пластовым давлением при низкой проницаемости пласта.

2. Технические факторы связываются с появлением канала между цементным камнем и обсадными трубами по причине их деформации при снятии внутреннего избыточного давления, а также с негерметичностью обсадной колонны и эксцентричным ее нахождением в стволе. Технологические факторы определены степенью вытеснения бурового раствора тампонажным, протяженностью интервала, который заполнен смесью бурового и тампонажного растворов, качеством тампонажного раствора и др.

3. Физико-химические факторы определяют наличие каналов по причинам:

- сохранением включений глинистого раствора или рыхлой фильтрационной корки в интервале подъема цементного раствора;
- присутствия в тампонажном растворе избыточной воды, а также возникновения явления синерезиса;
- обезвоживания фильтрационной корки и формирования при этом в ней трещин за счет эффекта контракции;
- прорыва пластовых флюидов по самым проницаемым зонам в процессе загустевания и твердения тампонажного раствора вследствие его «зависания»;
- седиментационных процессов в тампонажном растворе.

4. Механические факторы главным образом связаны с образованием трещин в цементном камне при перфорации и при приложении к обсадной колонне ударных нагрузок.

Алгоритм формирования каналов в процессе седиментации следующий: тампонажные растворы, которые не подвергаются обработке специальными химическими реагентами, агрегативно неустойчивы. Все это приводит к разделению смеси на воду и твердую фазу. Твердая фаза оседает, а вода вытесняется при этом вверх по самым проницаемым участкам, образуя при движении каналы [11, 12].

Некоторые исследователи [13] определяют следующие основные типы каналов:

-объемные, появляющиеся по причине замещения бурового раствора и буферной жидкости, а также при струйном вытеснении бурового раствора тампонажным;

- контактные кольцевые зазоры, которые возникают по причине слоя несмытого бурового раствора с поверхности обсадных труб и фильтрационной корки со стенок скважины, а также по причине контракционно-усадочных процессов, деформации цементного камня при опрессовании обсадных колонн и других технологических операциях;

- трещинные, которые образуются в основном при перфорации и редко в результате контракционно-усадочных процессов;

- объемно-контактные зазоры, которые являются самыми распространенными, т.к. любой дефект в цементном кольце разрушает плотность контактных зон.

По времени появления каналы, которые образуются во время цементирования или в период ОЗЦ раствора, называют первичными; если они появляются при разбурировании цементного стакана, опрессовке или перфорации обсадной колонны – вторичными. Каналы, которые возникают при процессе освоения скважины при гидросвабировании, кислотной обработке, РИР и при длительной эксплуатации скважин, можно назвать депрессионными.

Перетоки пластовых флюидов по первичным каналам возникают как в период ожидания затвердевания цемента, так и при вызове притока из пласта. Перетоки же по вторичным и депрессионным каналам появляются только при вызове притока из пласта и при эксплуатации скважины.

Опыт эксплуатации скважин говорит о том, что прорыв флюидов между смежными пластами определен следующими причинами:

- неполным вытеснением бурового раствора тампонажным в интервале подъема тампонажного раствора;

- наличием фильтрационной корки между цементным камнем и стенками скважины;

- образованием каналов в цементном камне в процессе гидратации тампонажного раствора;
- отсутствием сцепления цементного камня с обсадными трубами.

1.1.3 Обводнение скважин нагнетаемой водой

Доля воды, которая закачивается в пласт тратится на то, чтобы заместить нефть, в то же самое время как остальная продвигается к добывающим скважинам по каналам, которые уже промыты.

Данная проблема в основном характеризуется для пластов с неоднородностями. К примеру, в слоистых неоднородных пластах в первую очередь обводняются пропластки с высокой проницаемостью, и пока там происходит процесс отмывки нефти, которая осталась, в остальных все еще длится вытеснение нефти водой. Извлечение нефти из слоистых пластов характеризуется малой нефтеотдачей и большой обводненностью. Наряду с тем, что, вертикальный пласт характеризуется и площадной неоднородностью, строение которой можно изобразить в виде хаотически размещенных линз с маленькой проницаемостью, которые окружены протяженными каналами значительно большей водопроницаемостью[14].

Площадная неоднородность описанного типа образуется не только геологическими процессами в ходе седиментации осадков и тектонических подвижек, но и техногенными процессами при нагнетании в пласт воды под давлением, превышающем давление разрыва пласта. Тогда вокруг нагнетательных скважин формируются высокопроницаемые каналы, по которым преимущественно движется вода в сторону добывающих скважин, в то время как между каналами остаются целики малоподвижной нефти[15]. Наличие каналов высокой проводимости в заводненном пласте подтверждается трассерными исследованиями, проведенными на многих месторождениях[16]. Кроме того, установлено, что вероятность образования

каналов высокой проводимости увеличивается с повышением давления нагнетания[17].

1.1.4 Обводнение скважин через негерметичность эксплуатационных колонн

На данный момент в Западно-Сибирском регионе бездействует значительное количество нагнетательных и добывающих скважин, которые больше не эксплуатируются в связи с негерметичностью обсадных колонн.

Данные, которые предоставила Нижневартовская геологическая служба, на Самотлорском месторождении обнаружены свыше 1000 скважин с такой проблемой, а именно негерметичность эксплуатационных колонн[18].

Подобные скважины являются главными вероятными источниками загрязнения пластов с пресными водами, которые лежат выше, и главным образом необходимо обследовать их, а также провести необходимый капитальный ремонт.

Главными причинами нарушения герметичности колонн являются: плохое качество цементирования, низкое качество сцепления цементного камня с обсадной колонной, глушение скважин высоким давлением, выше давления опрессовки, нарушением герметизации в соединениях муфт, а главным образом в местах усиленного набора кривизны и многие другие причины [19].

Чаще всего интервалы нарушений герметичности эксплуатационной колонны находятся на глубинах 500-1600 м, где залегают высокопроницаемые водонасыщенные песчаники. В этих условиях приемистость скважин в интервалах негерметичности чрезвычайно высокая и, как правило, составляет не менее 600-1000 м³/сут. при давлении 2-3МПа [20].

1.3 Технологии проведения изоляционных работ

1.3.1 Изоляция от проникновения верхних вод

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

- а) заливка цементного раствора на основе воды сквозь дефект колонны с давлением, после чего производят разбуривание цементного стакана;
- б) заливка нефцецементного раствора, после чего вымывают излишек раствора;
- в) спуск дополнительной предохранительной колонны, после чего ее цементируют;
- г) спускание специализированных пакеров.

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

- а) заливка цементного раствора сквозь отверстие фильтра, после чего производят разбуривание цемента или промывка излишка цемента;
- б) заливка нефцецементного раствора сквозь отверстие фильтра, после чего вымывают лишний раствор[21].

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

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

Для того, чтобы изолировать воду сверху, которая поступает через затрубное пространство к забою скважины сквозь трещины и другие нарушения в пласте, далее производят цементаж колонны сквозь отверстия фильтра. При применении цементного раствора возможность загрязнить призабойную зону эксплуатационного объекта, который характеризуются

маленьким пластовым давлением, невероятно велика. В таких случаях используют цементирование раствором из нефцецемента. При всем этом борьба с обводнением сдвигается главным образом к селективной изоляции зоны, насыщенной водой.

Если опасность зацементировать эксплуатационный объект отсутствует, то можно применить водоцементный раствор.

Чтобы надежно перекрыть воды сверху рекомендуют произвести цементаж с высоким давлением, после чего произвести разбуривание цементного стакана, который образовался на забое[22].

1.3.2 Изоляция от проникновения нижних вод

Изоляция вод, поступающих через цементный стакан. Воды снизу проникают к эксплуатационному объекту сквозь цементный стакан из-за плохого качества цементирования во время возврата на лежащий выше горизонт, либо по причине разлома цемента во время эксплуатации скважины.

До произведения нового цементного стакана необходимо разломанный стакан вымыть или разбурить до старого забоя.

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

Воды снизу обычно проникают сквозь дефект в «кармане» (зумпфе) скважины между забоем и эксплуатационным объектом. В таких моментах доступ воды снизу заграждают путем создания цементного стакана над дефектом: на 2-4м ниже дефекта и не меньше чем на 3-4м выше дефекта[23].

Изоляция от проникновения вод, которые поступают через затрубное пространство. Места проникновения воды снизу в скважину через затрубное пространство сквозь отверстия фильтра устанавливают таким же способом, как и проникновение вод сверху. Чтобы изолировать нижние воды

используют цементирование с давлением сквозь отверстия фильтра цементов на водной основе в таких случаях, когда отсутствует опасность зацементировать продуктивный горизонт. В других случаях во время цементирования можно использовать раствор из нефцецемента.

Технологический процесс зацементирования и работы, которые с ним связаны проходят в таком же порядке, что и при водоизоляции от проникновения вод сверху зацементированием сквозь отверстия фильтра[24].

1.3.3 Изоляция вод, поступающих через соседнюю скважину

На старых площадях, которые долго разрабатываются, появляется вероятность проникновения воды сквозь пласты из одной скважины в другую. Чаще всего такое можно увидеть в скважинах, которые расположены недалеко друг от друга, которые находятся долгое время в эксплуатации с большим отбором жидкости. Вода в таких моментах движется по пластам, трещинам, нарушениям тектонических пластов. Поэтому одна из скважин обводняет другую. Чтобы перекрыть доступ воды эту скважину цементируют с давлением сквозь отверстия фильтра водонефцецементным раствором.

Во время цементирования и на время схватывания и твердения раствора в соседней скважине необходимо создать противодействие. Из скважины необходимо извлечь все оборудование, в худшем случае произойдет цементирование его последствием проникновения цемента в ствол скважины по пути, через которые двигалась вода.

Во время изоляции скважины от проникновения вод в таких моментах сразу после цементирования появляется необходимость разбурить цементный стакан, чтобы вскрыть фильтр эксплуатационного объекта[25].

1.3.4 Изоляция от проникновения подошвенных вод

Технология проведения изоляции скважины от проникновения вод из подошвы точно такая же, как и во время изоляции от проникновения вод снизу.

Тампонаж производят раствором цемента на водной основе. Необходимо учесть, что вода из подошвы во многих случаях проникает в скважину не сквозь трещины или каналы пласта, а сквозь его поры. Обычно не возможно организовать за колонной водонепроницаемый слой, который пересекает конус обводнения, потому что цемент не может проникнуть в поры пласта. В некоторых случаях рационально произвести заливку через специальные прострелянные отверстия в эксплуатационной колонне, в месте водонефтяного контакта, и в такие отверстия с давлением нагнетать цемент[26].

1.3.5 Ликвидация конуса подошвенных вод

Если работами, которые проводились геофизиками по изучению скважин, было установлено прорыв конуса вод подошвы в насыщенную часть нефтью малого по толщине пласта с однородностями, то, чтобы его ликвидировать следует произвести:

- предварительное изолирование притока воды из пласта;
- подъем насосно-компрессорные трубы, совершить кумулятивную перфорацию 1,5м пласта на 2-3м ниже водонефтяного контакта вместе с привязкой интервала перфорации по гамма каротажу;
- спуск насосно-компрессорных труб на 3-4м ниже простреленной глубины, установка на глубине 450м пусковую муфту, замена промывочной жидкости в скважине на техническую воду, вызов притока воды из пласта путем снижения уровня в колонне, введение скважины в эрлифтную эксплуатацию до того как появится в продукции скважины нефти, после этого считается, что конус подошвенной воды в нефтенасыщенной части пласта разрушен;
- замена воды в колонне на промывочную жидкость, подъем насосно-компрессорных труб, произведение кумулятивной перфорации 3м пласта в месте водонефтяного контакта с привязкой интервала прострела по гамма-каротажу, спуск насосно-компрессорных труб на ту же глубину пусковой муфты,

замена промывочной жидкости на техническую воду, производство разового снижения уровня воды в колонне на максимально возможную глубину;

- проведение РИР;

- испытание проведенной изоляции на герметичность путем снижения уровня воды в колонне, если имеется приток пластовой воды произвести работы заново;

- при герметичной изоляции необходимо перевестись на промывочную жидкость, поднять насосно-компрессорные трубы, совершить перфорацию нефтенасыщенной части пласта, приступить к испытанию на приток[27, 28].

1.3.6 Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн

Популярные методы ликвидации негерметичности колонны, которые включают прокачку разных изоляционных материалов с давлением, не представляют достаточную надежность, главным образом когда интервал негерметичности приурочен к местам с интенсивными поглощающими коллекторами и не располагающими цементным кольцом за колонной. Такая технология [29]представляет собой циклическую закачку цемента с заранее установленным отсекающим экраном из композиции, с плотность воды из пласта. Монтаж экрана является необходимостью предотвратить уход цемента по заколонному пространству выше или ниже места разрушения колонны. Цикличность закачек цемента определена неоднородностью пластов по проницаемости. От цикла к циклу изолируются все менее проницаемые участки пластов.

Последовательность проведения подготовительных работ, чтобы ликвидировать негерметичность эксплуатационной колонны такой:

- промывка скважины раствором для глушения необходимой плотности объемом не меньше двух циклов, установка над интервалом продуктивного пласта, если он вскрыт перфорацией, цементный мост высотой 4-5м или взрыв-пакер (ВП);

- после ОЗЦ спуск насосно-компрессорные трубы для проверки местонахождения моста, убедившись в его присутствии;
- подъем насосно-компрессорных труб, нижнюю часть насосно-компрессорных трубоснастить пакером с фильтром, спуск в скважину, установка пакера над цементным мостом, испытание цементного моста на герметичность методом опрессовывания водой под давлением 13-17 МПа, подъем насосно-компрессорных труб с пакером;
- обнаружение места негерметичности эксплуатационной колонны;
- спуск насосно-компрессорных труб в скважину на 1,5-2,6 м выше места негерметичности колонны, установка подвесного фланца, фонтанной арматуры, отводы, подсоединение нагнетательной линии от цементирующего агрегата с обратным клапаном;
- установка приемистости интервала негерметичности колонны нагнетанием технической воды под давлением, которое не превышает допустимое давление для данной колонны.

1.4 Виды изоляционных материалов

Многие методы, которые направлены на то, чтобы ограничить приток воды в добывающие скважины, в основном основываются на использовании изолирующих композиций, состоящих из некоторых химических реагентов, которые в свою очередь имеют специальные функции. Все химические продукты, которые ограничивают приток воды, разделяются на несколько классов: изолирующие воду и вспомогательные, представленные на рисунке 3.

Продукты, которые изолируют воду главным образом выполняют роль при создании материала, который закупоривает. В зависимости от физического и химического принципа создания материала, который закупоривает, все изолирующие продукты можно разделить на несколько классов: осадкообразующие, гелеобразующие и отверждающиеся. При всем этом эти

материалы, также как и полимеры кислот акрилового ряда, можно отнести как к первому, так и ко второму классам.

Вспомогательные продукты играют роль отвердителей, осадителей, стабилизаторов, наполнителей или модификаторов, которые регулируют физические и химические, а также и эксплуатационные свойства изолирующих составов.



Рисунок 3 – Схема классификации химических реагентов для ограничения водопритока

Далее приводится ассортимент химических продуктов, которые разработаны разработанных для ограничения водопритока и крепления неустойчивых пород в скважинах в зависимости от определенных геологических, физических, химических и технических условий некоторых нефтегазовых месторождений[30].

В таблице 1 приводятся самые распространенные материалы, которые применяются для изоляции водопритока в добывающих скважинах.

Основные виды РИР, которые применяются для изоляции притоков вод в добывающих скважинах, представлены на рисунке 5 и применяемые в это же время разные материалы приведены на рисунке 6.

По рисунку 5 можно увидеть, что некоторая часть РИР может быть выполнена с применением указанных материалов (сплошные линии), а в ряде РИР материалы используются в качестве вспомогательного компонента (пунктирные линии), способствуя повышению эффективности изоляционных работ.

Все методы по частоте использования можно расположить в определенной последовательности (методы названы по определяющим реагентам), которые представлены на рисунке 4.

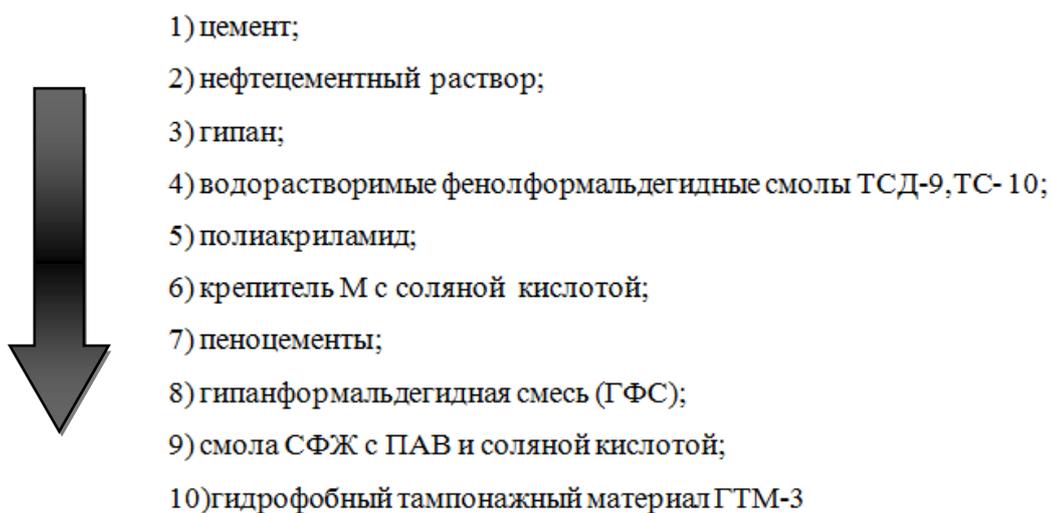


Рисунок 4 – Методы по частоте использования (сверху вниз)

Таблица 1 –Распространенные материалы, применяемые для водоизоляции в добывающих скважинах

Производитель	Сырье, используемое для водоизоляции	Условия применения		
		Коллектор	Вода	Пластовая тем-ра, °С
ПО «Аэнефть»	Пеноцементы с сульфоолом	Терригенный, карбонатный	Минерализованная, пресная	<80
БашНИПИнефть	Термореактивные водорастворимые резорцин-или фенолформаль-дегидные смолы ТСД-9, ТС-10	Терригенный	Минерализованная, пресная	10-80
	Гипаноформальдегидные смеси (ГФС)	Терригенный	Минерализованная, пресная	5-60
БашНИПИнефть, Гипровостокнефть	Водный раствор полиакриламида (ПАА)	Терригенный	Пресная	<60
	Гидрофобный тампонажный материал ГТМ-3	Терригенный, карбонатный	Минерализованная, пресная	5-60
ВНИИБТ	Упруговязкие системы (ВУС)	Терригенный	Минерализованная, пресная	<60
ВНИИ, Гипровостокнефть	Аэрированные жидкости и пены	Терригенный, карбонатный	Минерализованная, пресная	<60
ВНИИ, БашНИПИнефть	Смолы СФЖ, ПАВ и соляная кислота	Терригенный	Минерализованная, пресная	20-90
КраснодарНИПИнефть	Крепитель М с соляной кислотой (крепление неустойчивых пород)	Терригенный	Минерализованная, пресная	60-150
КХТИ им. С. М. Кирова	Гипаносерноокислотная смесь	Терригенный	Минерализованная, пресная	<60
ПермНИПИнефть	Латекснефтяная эмульсия	Терригенный	Минерализованная	<130
ПО «Саратовнефтегаз»	Композиция гипан–ПАА-NaOH	Терригенный	Пресная	<60
СевКавНИПИнефть	Суспензии полиолефинов ПНД, ППП, ПБП	Терригенный	Пресная, минерализованная	100-170
	Гипан (селективный метод)	Терригенный	Минерализованная	5-60
ТатНИПИнефть	Нефтесерноокислая смесь (НСКС), (селективный метод)	Терригенный, карбонатный	Минерализованная, пресная	5-60
ПО «Гомскнефть»	Композиция смол ТЭГ-1 + ПЭПА	Терригенный	Минерализованная, пресная	10-150

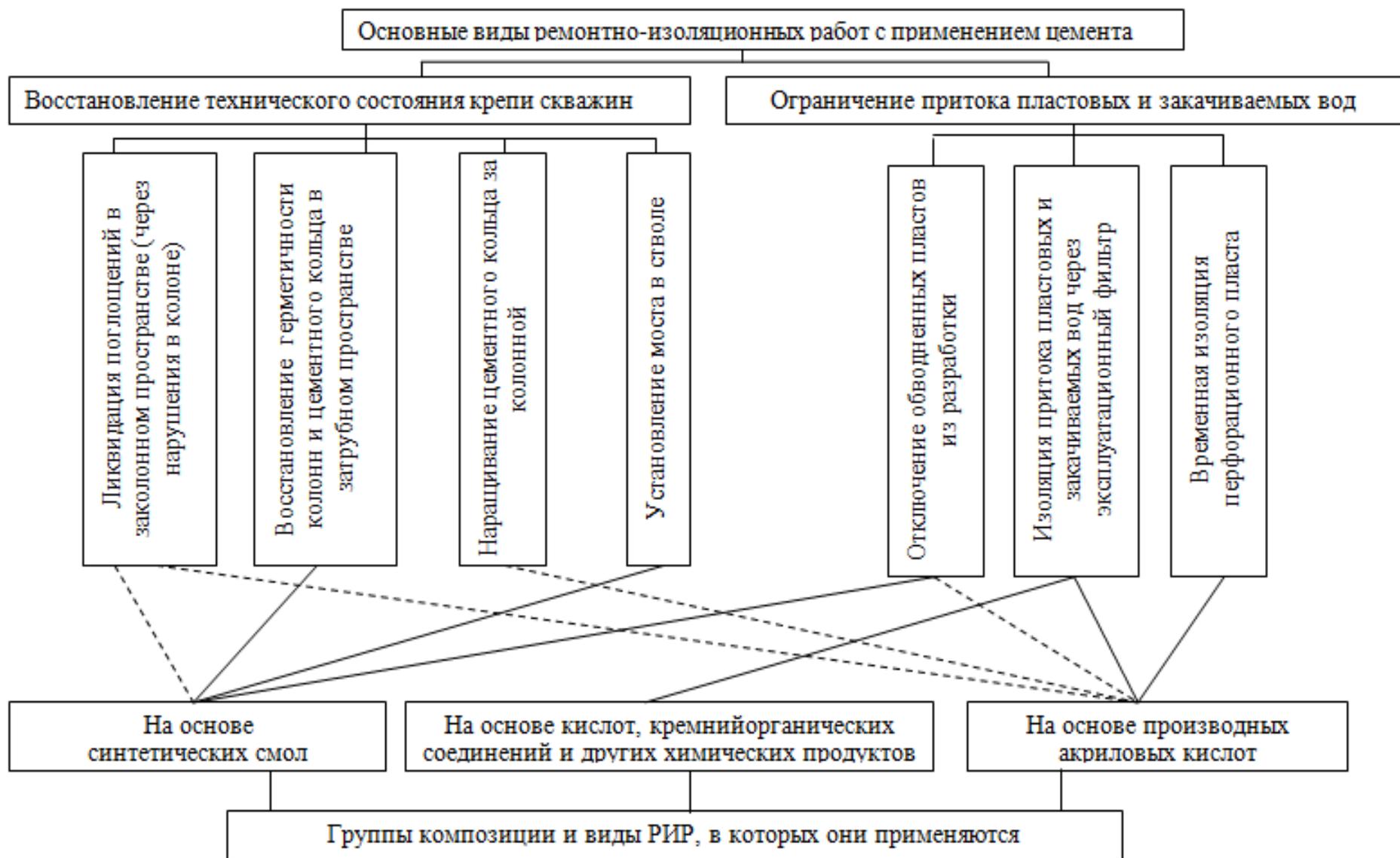


Рисунок 5 – Схема основных видов ремонтно-изоляционных работ с использованием цемента

Главным предпочтением во время производства изоляционных работ следует давать материалам и методам селективного действия. К селективным можно отнести методы, которые обеспечивают избирательное снижение проницаемости лишь насыщенные водой доли пласта во время закачки водоизолирующих реагентов по всей его толщине. Селективность изоляционных работ формируется на свойствах изолирующего материала.

С учетом природы селективных водогазоизолирующих материалов в настоящее время методы их использования можно разделить несколько групп:

- 1) методы, которые основаны на закачке в пласт органических полимерных материалов;
- 2) методы, которые основаны на использовании неорганических водоизолирующих реагентов;
- 3) методы, которые основаны на прокачке в пласт элемент органических соединений.

В качестве водоизолирующего материала из акриловых водорастворимых полимеров используются в основном полиакрилонитрил (гипан) и полиакриламид (ПАА).



Рисунок 6 – Схема классификации материалов для селективной изоляции пластовых вод

Последовательность изоляции притоков воды этими соединениями основана на взаимодействии их с солями пластовых вод или адсорбции полимеров на водонасыщенной породе, которая снижает водопроницаемость. Можно найти также применение полиолефины. Эти полиолефины могут растворяться в нефти и также существуют в твердом состоянии при контакте с пластовой водой. Для селективной изоляции можно применить нефтесерноокислотные смеси, тяжелые нефтепродукты

Особое внимание стоит уделить разработке метода, который основан на использовании полиизоцианатов и полиуретанов. Эти материалы являются инертными к нефти, а когда присутствует вода, то образуют разветвленный пространственношитый твердый полимер.

Методы второй группы, которые основаны на применении неорганических изолирующих воду реагентов, можно найти применение неорганическим солям, которые из-за ионного обмена с солями пластовой воды или предварительно закачанной в пласт жидкостью, либо гидролиза с пластовой водой образуют нерастворимые в воде осадки или гели. Реализация этих методов сдерживается дефицитностью реагентов, их токсичностью, возможностью осложнений при выполнении водоизоляционных работ[24].

Селективный метод (материал) не может обладать абсолютной избирательностью. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем больше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов в результате изоляционных работ возможно повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта. Такие результаты могут быть получены, например, при использовании гидрофобизирующих порошков пространство коллектора реагентов

1.4.1 Цементные растворы

Цементные мосты из-за давления выполняются по некоторым технологическим схемам. Во время использования одной из них производят последующие работы: опускают в интервал перфорации скважины насосно-компрессорные трубы и осуществляют промывку; если затрубное пространство открыто, то в насосно-компрессорные трубы закачивают необходимое количество воды, раствор из цемента, далее опять воду и продавочную жидкость в таком объеме, который обеспечит подъем раствора из цемента в затрубном пространстве до определенной высоты цементного стакана. Перекрывают затрубное пространство и заливают в пласт раствор из цемента, оставляя при этом часть цемента в НКТ; поднимают насосно-компрессорные трубы примерно на 40-90 м, производят обратную промывку; перекрывают трубы, воссоздают в скважине некое избыточное давление; ожидают далее ОЗЦ. После этого нащупывают НКТ начало цементного стакана; устанавливают герметичность моста вследствие создания избыточного давления и понижения давления.

Иная схема различается от расписанной ранее тем, что цементный раствор в начале перекачивают в затрубное пространство, после этого вдавливают в пласт, после того как подняли трубы из зоны перфорации на определенную высоту. При этом продавочную жидкость нагнетают по затрубному пространству. Такая схема чаще всего используется в целях предупреждения прихвата насосно-компрессорных труб густым цементным раствором. Применение первой схемы чаще используют, так как цементный раствор еще не успел загустеть и проникнуть в пласт.

Также существуют иные технологические схемы, к примеру, цементный мост под давлением в скважинах с приличной приемистостью устанавливают при обнаружении башмака насосно-компрессорных труб в зоне расчетной «головы» цементного стакана в колонне.

На основании данных исследования скважин глубинными расходомерами-дебитомерами, показывающие, что чаще всего в работе только часть вскрытой толщины, обширно советовать такую схему не доставляется возможным, потому что сплошной заливки всего интервала получить не удастся, а значит, качество РИР будет низким

1.4.2 Пеноцементные растворы

Пеноцементный раствор – это пена из трех фаз. При наличии частиц цемента устойчивость пены, также как и прочность ее пузырьков, моментально растет; во время этого устойчивость пены растет с повышением прочности налипания частиц цемента к воздушным пузырькам.

Пеноцементный раствор, который предназначен для использования в РИР в скважинах, после его закачки в призабойную зону пласта существует в сложной физической и химической обстановке, потому что в пеноцементе зерна цемента могут часть отрываться от пузырьков и вываливаться из системы по причине встречи пены с потоком воды по мере проникновения ее в призабойную зону пласта. Главным образом, в пластовых условиях устойчивость пены снижена при присутствии нефти; те же явления происходят во время эксплуатации скважины. В таком случае недостаточно прочно прикрепленные к пузырькам воздуха зерна цемента могут отделяться от них и уноситься в скважину. Вышесказанные особенности придают системе некую селективность, в свою имеет существенное значение во время процесса ограничения водопритоков.

Главным преимуществом пеноцементного раствора в сравнении с обычным цементным раствором заключается в том, что существенно возрастает зона охвата пеной по причине закупоривающих свойств, низкой плотности и упругости системы.

1.4.3 Нефтецементные растворы

Для изоляции вод цемент необходимо затворить на углеводородной жидкости. За последнее время использование нефтецементных растворов для изоляции посторонних вод обширно распространено.

В сравнении с обычным водным цементным раствором нефтецементный раствор имеет надлежащие преимущества:

Во время контакта с водой раствор фильтрует углеводородную жидкость, стремительно становится густым и твердым. Без контакта с водой нефтецементный раствор сохраняет подвижность в течение долгого времени. Вследствие этого он может проникнуть в глубокие трещины во время продавки и может быть вымыт из пласта во время освоения скважины.

В скважинах, где использование нефтецементных растворов приводит к понижению дебита нефти после водоизоляционных работ, и также в скважинах, которые сильно поглощают жидкость, используют нефтецементнопесчаный раствор.

Рецептуры нефтецементных растворов перед заливкой следует уточнить в промысловых условиях на цементе, который предназначен для заливки определенной скважин.

Во время разработки рецептуры нефтецементного раствора выбирают необходимую жидкость для затворения и ПАВ, которые усиливали бы движение раствора при уменьшенном нефтецементном отношении, ускоряли бы процесс замещения нефтепродукта водой после того, как раствор продавят в пласт. При этом цемент быстро схватывается и твердеет в водоносной части пласта.

Для того, чтобы уменьшить выделение из раствора нефтепродукта и лучше уплотнить получившийся в трещинах и пустотах цементное тесто, необходимо во время процесса задавливания раствора много раз постепенно увеличивать давление до максимума и снижать до нуля.

Использование нефцецементных растворов необходимо рассматривать как наиболее эффективный метод эффективной изоляции притоков верхних, нижних, промежуточных и подошвенных вод.

Эффективность цементирований нефцецементными растворами намного выше, чем водоцементными растворами, и полностью исключает возможность цементации нефтяного объекта.

1.4.4 Изоляционный материал на основе гидролизованного полиакрилнитрила

Гипан – гидролизированный полиакрилнитрил – элемент, который получают при статической полимеризацией нитрил акриловой кислоты в среде растворителя водного конденсата, после чего проводят гидролиз едким полимером. Гипан обширно применяют в качестве главного компонента, то есть в качестве реагента изоляции. Гипан проявляет свои изолирующие свойства без специального отвердителя или осадителя.

Гипан при содержании не больше 2% может проявлять полиэлектролитные свойства. Если содержание гипана примерно 4%, то электролиты стимулируют ионотропное гелеобразование, которое приводит к структурированию гипана, при котором образуется твердый закупоривающий материал по всему объему. Если температура составляет больше 73°C моментально понижаются вязкость водных растворов гипана и адсорбируемость в результате совершенствования при больших температурах растворяющей способности воды и начинается разрушение водородных связей. Даже при том, что при этих температурах скорость структурирования увеличивается, гель, который образуется обладает низкими структурно-механическими свойствами. Такое обстоятельство препятствует использованию реагента в скважинах с высокими температурами. Если температура 100°C из гипана может выкипеть вода, после чего происходит выделение аммиака и загустевает остаток. Если дальше увеличивать температуру остаток может

закоксоваться. При температуре меньше 0°C протекает процесс ступенчатого вымораживания товарного реагента: на I ступени – воды, на II – нижнего, самого густого слоя.

1.4.5 Водоизоляционный материал на основе полиакриламида

Полиакриламид (ПАА) изготавливается в виде гранул или геля. ПАА применяют достаточно обширно как одного из главных компонентов в изолирующих растворах.

Гелеобразный ПАА– продукт омыления нитрила акриловой кислоты технической серной кислотой с последующей нейтрализацией омыленного продукта аммиачной водой или известью и полимеризацией полученного раствора акриламида в щелочной среде с помощью окислительно-восстановительных инициаторов. Реагент выступает в роли водорастворимого высоковязкого реагента с содержанием основного вещества более 5-9%. Реагенты, которые нейтрализованы известью – коллоиды, либо бесцветные, либо молочнобеложелтые. Аммиачные ПАА светло-желтые, голубые или зеленые. В водоизолирующих составах может использоваться в смеси с электролитами, формалином, серной кислотой.

1.4.6 Водоизолирующие составы на основе сополимеров

Реагент «Метас» – сополимер метакриловой кислоты и метакриламида. Реагент «метас» используют как одного из главных компонентов в изолирующих смесях. Присутствие металлических групп в составе молекулярной цепи придает растворам реагента большую гидрофобизирующую способность, а структурированная масса из-за этого набухает в малой степени, в отличии от реагентов на основе акрила. Все это определяет малую эффективность реагента «метаса» в промышленных условиях, одна в лаборатории реагент «метас» показывает себя как результативный изолирующий реагент.

Реагент «Комета» – сополимер метакриловой кислоты и ее натриевой соли. Применяется как один из основных компонентов в изолирующих составах. Нейтрализованная, то есть соленая модификация полимера может раствориться в воде, при это образуются растворы с высокой вязкостью, которые имеют псевдопластические свойства.

Реагент «Темпакрил» – сополимер метакриловой кислоты, метакрилата натрия и четвертичной метилсульфатной соли диэтилметил-амино-метилметакрилата. Используется как один из перспективных реагентов в качестве главного компонента в изолирующих составах. Создание изолирующей массы проходит из-за действия электролитов.

Реагент МАК-ДЭА – сополимер метакриловой кислоты (МАК) с ее диэтиламмониевой солью (ДЭА), который получают радикальной полимеризацией метакриловой кислоты с присутствием диэтиламина.

Реагент является высокоэффективным главным компонентом изолирующего состава.

1.4.7 Изоляционные составы на основе сложных полимеров

Реагент ТСД-9– фенолформальдегидная смола, состоящий из сложных полимеров. В качестве отвердителей смолы ТСД-9 используется формалин или параформ.

Присутствие минеральных солей в растворителе увеличивает растворимость смолы.

Реагент ТС-10– терморезактивная фенолформальдегидная смола, состоящий из сложных полимеров. Используются как реагент водоизоляции. В качестве отвердителей смолы ТС-10 используются уротропин или формалин и их смеси.

Реагент ФР-12 – резорцино-формальдегидная смола. Используется как реагент водоизоляции.

Синтетическая смола ФР-12 – стабилизированный спиртом и пластифицированный этиленгликолем раствор резорцино-формальдегидной смолы темно-коричневого цвета вязкостью 250-300 сПз при температуре 20°С, хорошо растворимый в воде и нерастворимый в нефтепродуктах.

Из-за малой вязкости при пластовой температуре водные растворы смолы быстро проходят в мелкие трещины цемента и в поры породы. Смола затвердевает в нейтральной среде во время контакта с песчаником и во время контакта с цементом. Отверждению смолы совершается в водонефтенасыщенных местах пласта, то есть смола является неселективным водоизолирующим материалом. Отвержденная смола имеет прочность на разрыв до 10 кгс/см и располагает хорошим сцеплением с поверхностями цемента, породы и металла обсадных труб. Время отверждения смолы может зависеть от степени разбавления ее водой, концентрации отвердителя, температуры среды, способа и времени перемешивания смолы и отвердителя.

1.4.8 Селективный изоляционный материал на основе магния гранулированного

Магний гранулированный используют для ограничения водопритока в скважинах с высокой приемистостью пласта. В качестве носителя используют обезвоженную нефть средней и высокой вязкости.

Метод основан на селективной реакционной активности гранул по отношению к пластовым жидкостям: магний не взаимодействует с углеводородными жидкостями и активно взаимодействует с водой. Реакция гидролиза, протекающая в обводненной зоне ПЗП, приводит к образованию мучнистого осадка магния и магнезиального цемента, который потом превращается в твердое вещество, закупоривающее водоподводящие каналы. Преимущество метода в том, что изоляционные работы ведут без установки подъемных мачт.

1.4.9 Изоляционные материалы на основе олигоорганоксисилорсилоксанов

Наиболее распространены методы селективной изоляции пластовых вод, основанные на закачивании в пласт элементоорганических соединений. Практический интерес для изоляции водопритоков в нефтяных скважинах представляют гидролизующиеся полифункциональные кремнийорганические соединения (КОС).

Ряд гидролизующихся кремнийорганических соединений способен образовывать в пластовых условиях закупоривающий водонасыщенную породу полиорганосилоксановый полимер, обладающий высокими адгезионными характеристиками к породе, гидрофобной активностью, высокими селективными свойствами.

При взаимодействии с водой любой минерализации и при температурах от 0 до 200°C олигоорганоксисилорсилоксаны превращаются в неплавкие нерастворимые гидрофобные полиорганосилоксаны, имеющие высокую адгезию к горной породе. Реагенты не требуют предварительной обработки (растворения, смешивания с катализатором и т. п.) перед закачкой в скважину.

Глава 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ

2.1 Методы выявления причин обводнения скважин

Для выяснения причины и места появления воды необходимо провести гидродинамические и геофизические исследования, которые включают в себя методы, применимые для поиска и разведки месторождений и для контроля за их разработкой.

Замеры на резистивиметре, влагомере, плотномере, дебитометре позволяют мониторить рассредоточение компонентов флюида в стволе скважины. Применение данных методов наглядно показывает, связан ли итоговый приток с нарушением герметичности эксплуатационной колонны и соответствует ли он интервалу перфорации. Такие методы как, высокоточная термометрия, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, закачка помеченного вещества, позволяют обнаружить перетеки, появляющиеся между пластами, промежутки заколонных циркуляций и результативные толщины, которые работают в исследуемых интервалах. Для того, чтобы определить насколько хорошо зацементирована эксплуатационная колонна, промежуток заколонных циркуляций и скорость перетоков необходимо оценить данные АКЦ, которые получены замерами на 2х частотах (20-25 и 6-8 кГц) при различных противодавлениях в колонне. Такие замеры осуществляются специальными службами, которые действуют на основании актуальных инструкций и регламентов. Приемистость пласта оценивается гидродинамическими методами, для того, чтобы обосновать проектирование изоляционных работ [28].

Необходимость проведения изоляционных работ подтверждается данными метода высокоточной термометрии, импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, АКЦ, в некоторых случаях и добавлением окрашенной воды, так как определяются интервалы заколонных циркуляций и распределения составов флюида по ним.

В таком случае методы резистивиметрии, плотнометрии, влагометрии и дебитометрии имеют второстепенное значение.

Труднее выявить водопроявления, которые связаны с подтягиваниями и прорывами конусов подошвенных вод в равномерных пластах или в течении рыхлосвязанных вод в слоях с диффузией. В данных случаях, такие методы как резистивиметрия, плотнометрия, влагометрия и дебитометрия доказывают, что приток идет из интервала перфорации. Аналогичную информацию доказывают такие методы как АКЦ, закачка помеченного вещества, ИННК. Только метод высокоточной термометрии способен выявить, что с течением времени изменения температурных полей и прогревы прискваженных зон будут передвигаться ниже за границу интервала перфораций во время разрыва подошвенной воды по конусам. В случае, поступления вод из слоев диффузии смещения вниз не будет. При изучении способом отборов, которые установились при увеличении забойного и депрессии повышается уровень воды в скважине. Происходит это при подтягиваниях и прорывах конусов воды, содержащейся в подошвенных слоях, а во время водопроявлений из-за слоев диффузии, напротив наблюдается рост процента нефти.

Опираясь на систему перечисленных ранее способов рекомендовано выбрать места притоков воды из пласта, а также определить по какой причине происходит поступление в скважину, это есть определяющий фактор для выбора технологии для осуществления РИР.

2.2 Производство ремонтно-изоляционных работ

2.2.1 Последовательность проведения водоизоляционных работ

Первый этап включает в себя выбор скважин на заданном участке по разнообразным причинам простоя. Из этой группы выбирают скважины, простаивающие из-за обводнения. Затем устанавливают месторасположение

скважин по карте изобар в местах с максимально высоким пластовым давлением.

Скважины, находящиеся в данных зонах из данной группы разделяют по скорости обводнения:

- резкое (<10 % в месяц);
- постепенное (>10 % в месяц).

В скважинах, в которых происходит постепенное обводнение есть необходимость провести сравнительный анализ со скважинами, расположенными в округе. Если есть существенные различия с ближайшими скважинами по такому параметру, как обводненность, то необходимо зафиксировать профили притоков и другие показатели такие, как нефтенасыщенность и профиль притоков. Данные трассерного исследования указывают на нагнетательную скважину, от которой совершается обводнение избранной для производства изоляционных работ добывающей скважины.

Для определения примерного месторасположения границ фронтов вытеснения нефти водой пользуются разработанной программой численного моделирования, опираясь на КПД нагнетательной скважины (опираясь на наличие следующих зон: водной, водонефтяной и нефтяной).

Далее рассчитывается объём каналов фильтрации жидкости от нагнетательных скважин к добывающим по данной формуле 1

$$Q_{к.ф.}^{ij} = \frac{Q_{в.ij} \cdot V_{ij}}{\sum_{j=1}^{j=m} \cdot \sum_{i=1}^i V_{ij}}, \quad (1)$$

где $Q_{к.ф.}^{ij}$ – объём каналов фильтрации по i -му из пиков подъёма концентрации между нагнетательными и соответствующими добывающими скважинами, $м^3$;

$Q_{в.ij}$ – объём закачанной в нагнетательную скважину воды до момента продвижения индикатора в i -ом пике подъёма концентрации в данной скважине, $м^3$;

V_{ij} – скорость перемещения по j -му пикку подъёма концентрации индикатора по направлению на соответствующую добывающую скважину, $м/час$;

$\sum_{j=1}^{j=m} \cdot \sum_{i=1}^i V_{ij}$ – сумма скоростей по каждому j-му пику по каждой j-ой добывающей скважине, м/час.

Для вычисления пропорционального отношения водяной зоны к изучаемой нефтяной и водонефтяной зонам берут за основу данные о расстояниях между нагнетательной и добывающей скважинами. Границы этих скважин вычислены с применением алгоритма и программы численного моделирования коэффициента полезного действия в нагнетательных скважинах.

Размещение зон фронта вытеснения в пятиточечной системе размещения скважин схематично показано на рисунке 7.

Опираясь на допущение, что первая половина расстояния объёма канала фильтрации от нагнетательных скважин к добывающим в 2 раза больше, нежели во второй, по данным результатам рассчитывается коэффициент заполнения каналов фильтрации. Коэффициент применяется в будущем для расчета нужного объема закачивания изоляционного состава.

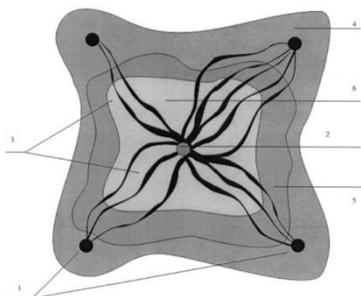


Рисунок 7 –Размещение зон фронта вытеснения в пятиточечной системе размещения скважин: 1- добывающие скважины; 2 - нагнетательная скважина; 3 - каналы низкого фильтрационного сопротивления; зоны: 4 - нефтяная; 5 - водонефтяная; 6 -водяная

Для расчета объёма изоляционного состава используется формула 2, приведенной ниже

$$V = k_{зан} \cdot Q_{к.ф.}^{ij}, \quad (2)$$

где $k_{зан}$ -коэффициент заполнения;

$Q_{к.ф.}^{ij}$ - объём каналов фильтрации, м.

Затем рассчитывается коэффициент условной приемистости:

$$K_{\text{усл.пр}} = \frac{Q}{10} \cdot P \quad (3)$$

где Q - условная приемистость скважины, м³/сут.,

P - давление, определяющее приемистость, МПа.

Зависимость от коэффициентов условной приемистости позволяет сделать выбор нужной рецептуры закачиваемого изоляционного состава для осуществления ремонтно-изоляционных работ, представленная в таблице 2

Таблица 2 –Выбор изолирующих составов в зависимости от коэффициента условной приемистости

Коэффициент условной приемистости	Изолирующие составы
<2	Гелеобразующие
2-3,5	Вязкоупругие
>3,5	Осадкообразующие

Определение состояния прискваженной зоны пласта осуществляется по КВД добывающей скважины, также по мере необходимости может осуществляться обработка кислотами.

Объем закачивания изоляционного состава определяется по таблице 2 и рассчитывается по формуле 2, осуществляется при показателях давления не выше давлений гидроразрывов для выбранной категории продуктивного пласта.

Расчет закачивания селективных изоляционных материалов производится из следующих расчетов: 0,2 м³ состава на 1 м вскрытого перфорацией пласта.

Укрепление раствором цемента закаченных составов производится из расчета 1 м³ раствора цемента на каждую единицу коэффициента условной приемистости, рассчитанной по формуле 3.

Азотные компрессоры используются для освоения скважин, осуществляется это после проведения реперфорации нефтенасыщенного продуктивного пласта.

2.2.2 Современная установка для проведения ремонтно-изоляционных работ

Для того, чтобы приготовить тампонажные растворы при проведении РИР применяют установку, которая подготавливает цементный раствор УПЦР-6/6, которая показана на рисунке 8. Установка необходима для того, чтобы приготовить тампонажный раствор в специальном устройстве, для равномерного перемешивания, а также для транспортировки в бункер, который способен самостоятельно загружать и выгружать сухой состав, а также выполнения замеров нужной дозировки компонентов (вода, сухой состав) и контролирования плотности растворов при ведении ремонтно-изоляционных работ.

Характеристики установки приготовления цементного раствора УПЦР-6/6 представлены в таблице 3

Таблица 3 – Характеристики установки для приготовления цементного раствора 6/6

№ п/п	Характеристика	Значение
1	Тип шасси	КрАЗ-5053.00.00.300.
2	Масса перевозимого цемента, кг	600
3	Суммарная емкость мерных баков, м	6
4	Количество мерных баков	2
5	Способ загрузки бункера сухим цементом	пневматический, вакуумный
6	Способ перемещения сухого цемента в пневматические мерные емкости	напорный
7	Производительность пневмозагрузки, т/мин	0,4
8	Производительность пневмовыгрузки, т/мин	0,6
9	Производительность водоподающего насоса(при 1450 об/мин), м ³ /час	36
10	Напор водоподающего насоса, м	45
11	Тип мешалок	механические
12	Полная масса установки, кг	22165
13	Габариты установки, мм	- длина – 10270 - ширина – 2500 - высота – 3800

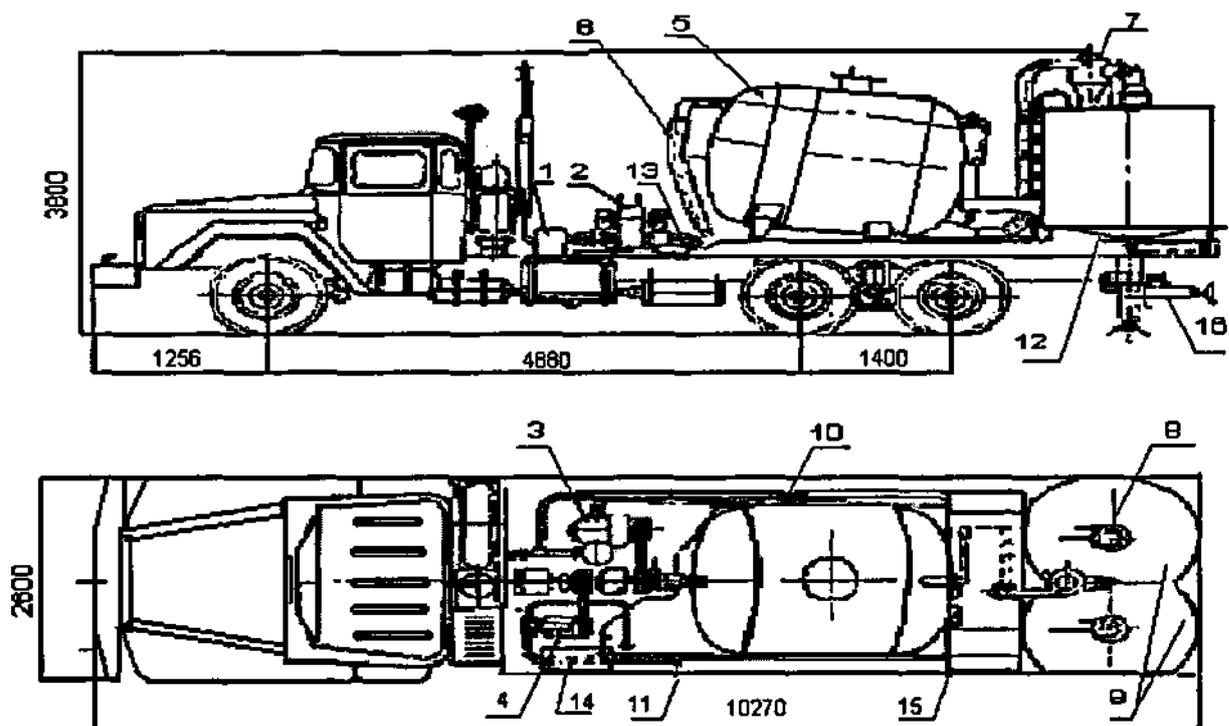


Рисунок 8 – Установка для приготовления цементного раствора 6/6:

- 1 - коробка отбора мощности; 2 - редуктор; 3 - вакуумный насос-компрессор; 4 - водоподающий насос; 5 - бункер для сухого цемента; 6 - рукав загрузочный; 7 - циклон-разгрузитель; 8 - мешалки с гидроприводом; 9 - баки мерные; 10 - система воздушных коммуникаций; 11 - система водных коммуникаций; 12 - рама монтажная; 13 - насос гидросистемы; 14 - бак масляный; 15 - пульт управления; 16 - аутригер

Глава 3. ЭФФЕКТИВНОСТИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИЮ МЕТОДОВ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОД В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ХИМПРОДУКТОВ

1. Из-за преждевременного обводнения скважин конечная нефтеотдача значительно снижается, также негативно сказывается и на рациональном использовании пластовой энергии залежи, порождаются большие непроизводительные затраты на добычу, транспортировку попутной воды.

2. Изоляционные работы помогают и способствуют выработке продуктивных пластов более полно, а также сокращают количество воды, которая попутно извлекается с нефтью.

3. Для проведения ремонтно-изоляционных работ следует для начала выявить место притока вод из пласта, а также определить причину поступления в скважину воды.

4. Определив причину обводнения скважины необходимо использовать разные, в зависимости от цели, технологию ремонтно-изоляционных работ.

5. По причине малой успешности ремонтно-изоляционных работ и не долгой продолжительности воздействия следует изучить и найти использование того спектра геолого-технических данных, связанные с обводненностью нефтегазовых скважин, каким до настоящего изучения не уделялось необходимое внимание во время подбора скважин, а также планировании использования технологий РИР.

Заключения при проведении ремонтно-изоляционных работ

Организация ремонтно-изоляционных работ во многих случаях объединено с перекрытием некоторых пластов и их интервалов, а также ликвидацией линий сообщения скважины с остальными пластами, которые являются в нефтегазовых скважинах источниками притока пластовой воды. С

помощью гидродинамических и промыслово-геофизических исследований можно дать оценку качеству выполнения этих работ.

Из-за того, что оценки качества ремонтно-изоляционных работ по отделению некоторых пластов и ликвидации нарушений обсадных колонн используется определение герметичности колонны опрессовкой и снижением уровня.

Успех ремонтно-изоляционных работ по отключению отдельных интервалов пластов можно оценить по данным исследования профиля притока в нефтегазовых скважинах глубинными дебитомерами или профиля приемистости в нагнетательных скважинах глубинными расходомерами. Степень снижения продуктивности самого пласта может быть оценена и по кривым восстановления давления.

Результат цементирования можно оценить в 65 %, то есть можно сказать, что из 100 ремонтируемых скважин эффект будет только в 65 скважинах.

Выбор наиболее эффективного реагента для ремонтно-изоляционных работ

Для того, чтобы изолировать приток пластовых вод в настоящее время используют специальный изолирующий реагент на основе воды АКОР. АКОР был изобретен на основании малотоксичных, которые не содержат хлор отходов после создания алкоксисиланов и алкоксисилоксанов, которые состоят из алкосодержащего кремнийорганического соединения и кристаллогидратов солей металлов IV—VIII групп. В качестве кремнийорганических соединений используется соединение этил-бутилэфиров ортокремниевой кислоты и смола этилсиликата. Кристаллогидраты осуществляют функцию доставщика воды, которая необходима для образования связей Si-OR, и катализируют поликонденсационные процессы образования "сшитого" неплавкого и нерастворимого тела, а также применяются для увеличения температурного интервала используемого состава и обеспечивает его отверждение в полном объеме. Время отверждения можно регулировать в большом интервале

температур, которое зависит от концентрации исходных компонентов и химической природы кристаллогидратов.

Исследователи сконцентрировали свое внимание на создании изолирующих составов на основе более доступного класса кремнийорганических соединений, к которому относятся адкоксипроизводные КОС. На основе алкоксипроизводных КОС созданы новые изолирующие составы. Первая их группа содержит изолирующие составы, которые разработаны на основе эфиров ортокремниевой кислоты, вторая содержит олигомерные органоалкоксисилоксаны или композиции на их основе.

Практический интерес для изоляции водопритоков выступают гидролизующиеся полифункциональные кремнийорганические соединения, содержащие связи SiO и SiC, которое определяет их промежуточное положение между органическими и неорганическими соединениями.

Отечественной индустрией производится ряд олигоорганосилоксанов, которые различны по строению и свойствам: олигометилсилоксаны (ПМС), олигоэтилсилоксаны (ПЭС), олигометилфенилсилоксаны (ПФМС), олигоорганоксисилоксаны с атомом галогена в органическом радикале и органогидридсилоксаны (ГКК). Олигометилсилоксаны коррозионно-инертны, обладают хорошими диэлектрическими свойствами и поверхностной активностью, температура застывания ниже -50°C . Олигоэтилсилоксаны имеют более низкую температуру застывания (минус 100°C).

Результаты промышленных экспериментов на Самотлорском месторождении характеризуются высокой степенью снижения водопроницаемости, что выражено в уменьшении воды в добываемой продукции, но длительность эффекта в целом невелика, что можно увидеть на таблице 4.

Таблица 4 – Промысловые испытания реагента «АКОР»

Пласт воздействия	Удельный расход реагента, м /м	Объем продавочной жидкости, м ³	Дебит нефти, м ³ /сут		Содержание воды в продукции скважины, %	
			до ремонта	после ремонта	до ремонта	после ремонта
A ₄₋₅	0,27	34	230	200	45	35
A ₄₋₅	0,20	12	90	120	75	0,7
A ₄₋₅	0,25	12,5	80	230	60	0,9
Б ₈	0,35	6,8	150	180	30,4	0,3

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Михалеву Роману Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта).
Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов»
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии
Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Михалев Роман Сергеевич		

ГЛАВА 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной работы является, совершенствование технологий ремонтно-изоляционных работ (РИР) на НГК месторождении (Западная Сибирь). В этой главе будет рассмотрена и рассчитана стоимость проведения работ на примере одной скважины.

РИР относится к дорогостоящему методу по ограничению водопритока, как на нефтяных, так и на газовых месторождениях. После проведения РИР дебит скважины, как правило, возрастает. Метод позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа уже невозможна или малорентабельна.

Для проведения данного метода интенсификации, также будут необходимы следующие техника и реагенты, расчеты которых будут приведены в таблицах ниже.

4.1 Расчёт затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

При расчете принимался «классический» метод проведения РИР для скважины № 940 НГКМ (Западная Сибирь). Для проведения РИР, необходима специальная бригада, состоящая из 12 человек. Расчет материальных затрат представлен в таблице 5[5].

Насос использовался в рабочем режиме, в течение всего периода работ, с учетом этого режима расхода равного 1 л/ч, было потрачено 30 литров дизельного топлива. Расчет материальных затрат на проведение РИР представлен в таблице 5. Также следует учитывать, что реагенты, необходимые для проведения РИР, хранятся в специальных цистернах.

Таблица 5 – Расчет материальных затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
ГСМ для насоса	30 литров	35 руб./литр	1050
ГСМ для цистерны	95 литров	34 руб./литр	3 230
Нефтецементный раствор	10	15 000	150 000
Гипан	9	8 000	72 000
Полиакриламид (ПАА)	20	7 500	150 00
ПАВ	120	3 000	360 000
Метас	65	9 000	585 000
Итого:	-	-	1 178380

Вывод: для осуществления РИР, необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1 178 380 рублей.

Ниже в таблицах представлено оборудование для проведения РИР.

Таблица 6 – Необходимое оборудование для ремонтно-изоляционных работ

№	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1.	Промывка труб и забоя от загрязнений	Насос
2.	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат («Блендер»)
3.	Закачка нефтецементных растворов	Насос
4.	Закачка гипана	Насос
5.	Закачка «продавочной» жидкости	Насос
6.	Доставка жидкости до базы для утилизации (200 км)	Цистерна

4.2 Расчет амортизационных отчислений

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное при проведении операции РИР в таблице 7[8].

Таблица 7 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./12 часов.
		одного объекта	всего	
Насос	4	650 000	2600 000	1780,8
Цистерна	1	350 000	350 000	95,9
Смешивающий агрегат	1	500 000	500 000	171,2
Кран	1	400 000	400 000	273,9
НКТ	20	15 000	300 000	102,7
Желонка	1	560 000	560 000	383,6
ИТОГО	30	2 900 000	2 535 000	1469,1

Примечание: Амортизация рассчитывается по формуле 4, срок пользования ГКТ, желонки – 2 года; насосы – 4 год, цистерна – 5 лет, смешивающего агрегата – 5 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным одной смене (12 часов).

Затраты на амортизацию вычислим по формуле:

$$P_A = \frac{P_{\Phi y}}{n_э}, \quad (4)$$

где $n_э$ – срок эксплуатации;

P_A – стоимость амортизации;

$P_{\Phi y}$ – стоимость активов.

Вывод: Для проведения «классического» РИР необходима техника, которая приведена в таблице 7. Срок годности каждого оборудования различен. Сумма амортизаций всех техники за одну смену (12 часов) составила 1469,1 руб.

4.3 Расчет заработной платы

Расчет заработной платы сотрудников за выполненные работы представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Оклад(ед.), руб.	Районный коэффициент (ед.)	Заработная плата с учетом надбавок, руб.(50%)	Итого заработная плата, руб.(месяц)	Итого заработная плата за выполненные работы, руб. (12 часов).
Мастер ТКРС	1	23 400	4 620	23 100	129 360	21 560
Полевой супервайзер	2	10 700	2 610	13 050	121 800	20 300
Главный специалист по РИР	1	15 300	3 690	18 450	34 440	5 733,3
Главный специалист по ТКРС	1	13 500	3 150	15 750	29 400	4 900
Оператор ДНГ	1	10 560	2 568	12 840	23 968	3 994,6
Бурильщик ТКРС	2	8 650	1 695	8 475	110 740	18 456,7
Помощник Бурильщика 2	2	9 700	2 310	11 550	55 800	9 300
Помощник Бурильщика 1	2	11 230	2 769	13 845	77 532	12 922
ИТОГО:	12	103 040	23 412	108 585	583 040	68 982

Районный коэффициент будет равен 1.5. Работа выполняется за 12 часов.

Вывод: по данным из таблицы 8 можно сделать вывод, что для проведения РИР потребуется бригада из 12 человек, заработная плата которой составит 68 982 руб.

4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 9 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: пенсионный фонд России (ПФР), фонд социального страхования (ФСС), федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также в фонд обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и

профессиональных заболеваний (ОСС)[9]

Таблица 9 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ОСС, 0,2%	ПФР, 22%	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1%
Мастер ТКРС	21 560	43,12	4743,2	625,24	1099,56
Полевой супервайзер	20 300	40,6	4466	588,7	1035,3
Главный специалист по РИР	5733,3	11,4666	1261,326	166,2657	292,3983
Главный специалист по ТКРС	4 900	9,8	1078	142,1	249,9
Оператор ДНГ	3994,6	7,9892	878,812	115,8434	203,7246
Бурильщика ТКРС	18456,7	36,9134	4060,474	535,2443	941,2917
Помощник бурильщика 2	9 300	18,6	2046	269,7	474,3
Помощник бурильщика 1	12 922	25,844	2842,84	374,738	659,022
Итого	68 982	194,3332	21376,65	2817,831	4955,496
		29344,31			

С заработной платы берутся страховые тарифы на обязательное страхование, так как бригада работала всего 12 часов, которые равны 29344,31 рублю.

Примечание: страховые тарифы начисляются на заработную плату сотрудников за выполненную работу согласно таблице 9.

4.5 Расчет контрагентных услуг эффективности проведения РИР

В таблице 10 представлены услуги, которые необходимы для успешного проведения РИР[4].

Таблица 10 – Операция, оказываемые подрядчиком

Подрядная организация	Тариф, руб.	Затраченное время	Стоимость работы, руб.
Гидродинамические исследования скважин	40 000	6	240 000
Хранение реагентов	25 000	5	125 000
ИТОГО			365 000

Вывод: Для проведения РИР, необходимо заключить контракт с подрядной организацией, которые предлагают сопутствующие технологии при РИР. Сумма контракта составит 365 000 руб.

Дебит каждой скважины увеличится с 7-10 т/сут до 27-30 т/сут и с каждым годом будет постепенно уменьшаться.

4.6 Формирование бюджета затрат на реализацию проекта

Общие затраты на реализацию РИР представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.	Примечание
1.	Материальные затраты	1491380	Согласно таблице 8
2.	Амортизационные отчисления	1 469,1	Согласно таблице 9
3.	Затраты на оплату труда за выполненную работу	68 982	Согласно таблице 10
4.	Отчисления во внебюджетные фонды	29344,31	Согласно таблице 11
5.	Контрагентные услуги	365 000	Согласно таблице 12
6.	Итого основные расходы	1954706,31	
7.	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	308057,92	
7.	Всего затраты на мероприятие	2262764,23	

Вывод: Итак, исходя из таблицы 11, для полного проведения работ, по интенсификации притока с учетом покупки нового оборудования такого как: насосно-компрессорные трубы (НКТ), гибкие насосно-компрессорные трубы (ГНКТ), а также включая амортизационные отчисления на вышеописанное оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 2 262

764,23 рублей.

4.7 Оценка экономической эффективности РИР

1. Дополнительная добыча нефти за год после проведения РИР определяется по формуле 5:

$$\Delta Q = q_n \cdot N \cdot K_3 \cdot T, \quad (5)$$

где q_n – расчетный прирост дебита нефти одной скважины, т/сут;

N – количество скважин, скв.;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважины, д.ед.;

T – число суток работы скважины в году после проведения РИР, сут.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после РИР показывает, что продолжительность технологического эффекта от проведения РИР (T) составляет в среднем от 1 до 2 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности от РИР составляет до 10-15% в год. То есть расчетное значение дебита в году t после проведения мероприятия составит

$$q_{nt} = q_{nt-1} - \frac{q_{nt-1} \cdot 15\%}{100\%} \quad (6)$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t ($t \in T$) составит

$$\Delta Q'_t = \Delta Q - \Delta Q_{обв} \quad (7)$$

где $\Delta Q_{обв}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

2. Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле 8:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C, \quad (8)$$

где C – цена одной тонны нефти, руб./т.

3. Текущие затраты на проведение мероприятия в году t определяется:

$$\Delta Z_{тек} = Z_{РИР} + Z_{допт}, \quad (9)$$

где $Z_{РИР}$ – стоимость проведения РИР, руб.;

$Z_{допт}$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t , руб.

$$Z_{допт} = \Delta Q_t \cdot Z_{пер}, \quad (10)$$

где $Z_{пер}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т.

4. Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле 11:

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{мект} \quad (11)$$

5. Налог на дополнительную прибыль в году t определяется по формуле:

$$\Delta H_{нпт} = \frac{\Delta \Pi_t \cdot H}{100\%}, \quad (12)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

6. Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле 13:

$$\Delta ПДН_t = \Delta \Pi_t - \Delta H_{нпт}. \quad (13)$$

7. Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле 14:

$$\Delta ДПДН_t = \Delta ПДН_t \cdot \alpha_t \quad (14)$$

8. Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле 15:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (15)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

9. Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 16:

$$\text{ЧДД} = \sum_T \Delta ДПДН_t, \quad (16)$$

10. Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле 17:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{Z_{РИР}}, \quad (17)$$

Пример расчета экономической эффективности от применения

гидравлического разрыва пласта.

Технологию РИР с целью уменьшения коэффициента обводнения путём улучшения предлагается провести на десяти скважинах, дебит которых колеблется от 7 до 10 т/сут. Продолжительность технологического эффекта – два года с 2018 по 2020, при условии, что скважины в 2018 году после проведения РИР отработают 240 суток. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от РИР равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,95.

Ежегодные потери на обводнённость по десяти скважинам, на которых проводилось РИР, составляет 317,7 т/год.

По отчетным данным предприятия цена реализуемой нефти составляет 15462 рубля за одну тонну нефти. Ставка налога на прибыль – 24%.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти – 874,37 руб./т. Расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в первом году после проведения мероприятия составил 30 т/сут.

Ремонтно-изоляционные работы на месторождениях проводит фирма «РН-СЕРВИС». В среднем стоимость одного РИР составляет 1,709 рублей.

Проведем экономическое обоснование проведения данного геолого-технического мероприятия.

1. Определим по формулам (), () и () дополнительную добычу нефти.

1.1 Дополнительная добыча за 2018 год составит

$$\Delta Q_{2018} = 30 \text{ т / сут} \cdot \text{скв} \cdot 10 \text{ скв} \cdot 0,95 \cdot 240 \text{ сут} = 68400 \text{ т}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим

$$\Delta Q_{2018}' = 68400 \text{ т} - 317,7 \text{ т} = 68082,3 \text{ т}$$

1.1 Дополнительная добыча за 2019 составит

$$q_{н2019} = \frac{30 \text{ т}}{\text{сут}} - \frac{\frac{30 \text{ т}}{\text{сут}} \cdot 15\%}{100\%} = 25,5 \text{ т/сут} \quad (18)$$

$$\Delta Q_{2019} = 25,5m / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 10\text{скв} \cdot 0,95 \cdot 365 \text{сут} = 88421,25m$$

$$\Delta Q_{2019}' = 88421,25m - 317,7m = 88103,55m$$

1.1 Дополнительная добыча за 2020 составит

$$q_{н2020} = \frac{25,5m}{\text{сут}} - \frac{\frac{25,5m}{\text{сут}} \cdot 15\%}{100\%} = \frac{21,6m}{\text{сут}} \quad (19)$$

$$\Delta Q_{2020} = 21,6m / \text{сут} \cdot \text{скв} \cdot 10\text{скв} \cdot 0,95 \cdot 365 \text{сут} = 75158,06m$$

$$\Delta Q_{2020}' = 75158,06m - 317,7m = 74840,36m$$

2. Выручку от реализации дополнительно добытой нефти найдем по формуле ()

$$\Delta B_{2018} = 68082,3m \cdot 9462 \text{руб} / m = 99536322,6 \text{руб}$$

$$\Delta B_{2019} = 88103,55m \cdot 9462 \text{руб} / m = 128807390,1 \text{руб}$$

$$\Delta B_{2020} = 74840,36m \cdot 9462 \text{руб} / m = 109416610 \text{руб}$$

3. Текущие затраты определим по формулам () и():

$$\Delta Z_{\text{дон}2018} = 68082,3m \cdot 874,37 \text{руб} / m = 32296200,65 \text{руб}$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2018} = 1109000 \text{руб} \cdot 10\text{скв} + 32296200,65 \text{руб} = 43386200,65 \text{руб} ;$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2019} = Z_{\text{дон}2019} = 88103,55m \cdot 874,37 \text{руб} / m = 41793681,01 \text{руб} ;$$

$$\Delta Z_{\text{мек}2020} = Z_{\text{дон}2020} = 74840,36m \cdot 874,37 \text{руб} / m = 35502022,76 \text{руб}$$

4. Прирост прибыли от проводимого РИР рассчитаем по формуле (20):

$$\Delta \Pi_{2018} = 99536322,6 \text{руб} - 43386200,65 \text{руб} = 56150121,95 \text{руб}$$

$$\Delta \Pi_{2019} = 128807390,1 \text{руб} - 41793681,01 \text{руб} = 87013709,09 \text{руб} ;$$

$$\Delta \Pi_{2020} = 109416610 \text{руб} - 35502022,76 \text{руб} = 73914587,24 \text{руб}$$

5. Налог на дополнительную прибыль найдем по формуле():

$$\Delta H_{\text{пр}2018} = \frac{56150121,95 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 13476029,27 \text{ руб}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2019} = \frac{87013709,09 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 20883290,18 \text{ руб}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2020} = \frac{73914587,24 \text{ руб} \cdot 24\%}{100\%} = 17739500,94 \text{ руб}$$

6. Прирост потока денежной наличности найдем по формуле():

$$\Delta \text{ПДН}_{2018} = 56150121,95 \text{ руб} - 13476029,27 \text{ руб} = 42674092,68 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2019} = 87013709,09 \text{ руб} - 20883290,18 \text{ руб} = 66130418,91 \text{ руб} ;$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2020} = 73914587,24 \text{ руб} - 17739500,94 \text{ руб} = 56175086,3 \text{ руб} ;$$

7. Находим коэффициент дисконтирования по формуле():

$$a_{2018} = (1 + 0,1)^{2018 - 2018} = (1,1)^0 = 1;$$

$$a_{2019} = (1 + 0,1)^{-(2019 - 2018)} = (1,1)^{-1} = 0,91;$$

$$a_{2020} = (1,1)^{-2} = 0,83;$$

8. Проводим дисконтирование прироста потока денежной наличности по формуле():

$$\Delta \text{ДПДН}_{2018} = 42674092,68 \text{ руб.} \cdot 1 = 42674092,68 \text{ руб.}$$

$$\Delta \text{ДПДН}_{2019} = 66130418,91 \text{ руб.} \cdot 0,91 = 60178681,21 \text{ руб.}$$

$$\Delta \text{ДПДН}_{2020} = 56175086,3 \text{ руб.} \cdot 0,83 = 46625321,63 \text{ руб.}$$

9. Находим чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия по формуле():

$$\text{ЧДД} = 42674092,68 \text{ руб.} + 60178681,21 \text{ руб.} + 46625321,63 \text{ руб.} = 185262885,69 \text{ руб.}$$

10. Определим индекс доходности по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{185272885,69 \text{ руб}}{1109000 \text{ руб}} = 167,06 \text{ руб./руб.}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчёта экономической эффективности от применения метода гидравлического разрыва пласта, тыс. руб.

Показатель	Год		
	2018	2019	2020
Количество РИР, скв.	10	–	–
Дополнительная добыча нефти, тыс. т	68,1	88,1	74,8
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти	99536,3	128807,4	109416,6
Затраты на дополнительную добычу нефти	32296,2	41793,7	35502,0
Затраты на РИР	11090,0	-	-
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия	43386,2	41793,7	35502,0
Прирост прибыли от проводимого мероприятия	56150,1	87013,7	73914,6
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	13476,0	20883,3	17739,5
Прирост потока денежной наличности, тыс.руб.	42674,1	66130,4	56175,1
Дисконтированный поток денежной наличности	42674,1	60178,7	46625,3
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД)	42674,1	102852,8	149478,1

Вывод: Рассчитав экономическую эффективность проведения РИР за 3 года по десяти расчётным скважинам, мы получили, что:

- дополнительная добыча нефти по 10 скважинам с 2018 по 2020 составит 294,6 тыс. тонн;
- накопленный поток денежной наличности за расчетные 3 года составит 212,7 млн. рублей;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 185,3 млн. рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 67,9 млн. рублей;
- индекс доходности составляет 167,06руб./руб.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение РИР на предложенных скважинах позволит не только повысить

эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Михалев Роман Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Кустовые площадки промысла под открытым небом на которых ведется эксплуатация месторождения с использованием специальных приборов и оборудования.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды:	<p>К вредным факторам, которым подвергается бригада ТКРС относятся:</p> <p>Отклонение показателей климата на открытом воздухе определяют следующие параметры: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) или тепловая нагрузка среды (°С).</p> <p>Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны. В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления.</p> <p>Повреждения в результате контакта с насекомыми. В летне–осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые.</p> <p>Превышение уровня шума. Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.</p> <p>Превышение уровня вибрации. Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно–компрессорных труб из–за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.</p>
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды:	<p>механические опасности: движущиеся и вращающиеся части механизма, для защиты устанавливают ограждение:</p> <p>электробезопасность: для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей</p>

	<p>аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений; для защиты используют заземление;</p> <p>пожаровзрывобезопасность: короткое замыкание системы, первичные средства пожаротушения – порошковые огнетушители, песок.</p>
3. Охрана окружающей среды:	<p>анализ воздействия объекта на атмосферу;</p> <p>анализ воздействия объекта на гидросферу;</p> <p>анализ воздействия объекта на литосферу;</p>
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	<p>перечень возможных ЧС на объекте:</p>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>характерные для проектируемой рабочей зоны:</p> <p>Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому работнику бригады ТКРС по пол литра молока в день.</p> <p>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</p> <p>Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Михалев Роман Сергеевич		

ГЛАВА 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

В данном разделе магистерской работы произведено описание мер по обеспечению благоприятных условий для работы бригады ТКРС при выполнении своих производственных обязанностей согласно наряду на объектах кустов газовых и нефтяных скважин, а также при работе с системами телеметрии и телемеханики, которыми оборудована обвязка устья скважин с концентрической лифтовой колонной.

Основное рабочим бригады ТКРС является кустовая площадка промысла. Все работы производятся на открытом воздухе. В то время, когда человек работает, занимаясь трудовой деятельностью, он может подвергаться различным опасным (вызывающим травмы) и вредным (вызывающим заболевания) производственным факторам. Эти факторы (ГОСТ 12.0.003-74) делятся на четыре группы: физические, биологические и психофизиологические, химические.

Ниже приведен перечень вредных и опасных производственных факторов для работников бригады ТКРС:

- метеорологические условия производственной среды;
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- укусы насекомых;
- производственный шум;
- производственная вибрация;
- механическое травмирование;
- взрыво - и пожаро- опасность производства;
- электромагнитные и электрические поля;

- вредные химические вещества.

5.1 Анализ вредных факторов производственной среды

5.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ($\text{Вт}/\text{м}^2$) или тепловая нагрузка среды ($^{\circ}\text{C}$). Эти параметры, отдельно и в комплексе, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны" и Санитарными нормами микроклимата производственных помещений (СН 4088-86).

Основным значением для норм является отдельное нормирование каждого из компонент: влажности, скорости движения воздуха, температуры. В зоне производственной деятельности должны быть оптимальные параметры микроклимата с допустимыми значениями данных параметров.

Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Высокая температура воздуха предшествует понижению внимания, возникает торопливость и неосмотрительность. Низкая температура снижает подвижность конечностей из-за способности тела отдавать тепло в окружающую среду.

Рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

5.1.2 Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S – 0.1 мг/м³ по ГОСТ 12.1.005 – 88 [1]. За контролем запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

5.1.3 Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летне-осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят бесчисленные укусы, переносящие вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли и мази от насекомых.

5.1.4 Превышение уровней шума

Шум - это беспорядочное сочетание волн различной частоты интенсивности, возникающих при механических колебаниях в твердых, жидких и газообразных средах. Шум отрицательно влияет на организм человека, и в первую очередь на его центральную нервную и сердечнососудистую систему.

Основным источником шума на кустовой площадке являются

работающие спускоподъемные механизмы и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [9]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Для снижения шума применяют:

- Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения;
- (своевременное смазывание движущихся частей);
- Звукопоглощение и звукоизоляция;
- Установка глушителей шума;
- Рациональное размещение оборудования;
- Применение средств индивидуальной защиты (наушники, ушные вкладыши).

5.1.5 Превышение уровня вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных и цементирующих агрегатах, при спуске и подъеме насосно – компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

При продолжительном воздействии вибрации высокого уровня на организм возникает преждевременное утомление, снижается продолжительность труда, рост заболеваемости и развивается вибрационная болезнь.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [6] приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.01290)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве средства защиты от вибраций рабочего места, конструкций, оборудования эффективным является виброизоляция, которая представляется собой упругие вставки между вибрирующей машиной и основанием.

Для индивидуальной защиты человека от вибраций, которые передаются через ноги, следует носить обувь с войлочной или толстой резиновой подошвой. Для защиты рук используются виброгасящие перчатки.

5.1.6 Электромагнитные поля

Электромагнитное поле воздействует на центральную нервную и сердечно-сосудистую системы. Появляются жалобы на головную боль, сонливость или бессонницу, утомляемость, слабость, повышенную потливость, снижение памяти, потемнение в глазах, чувство тревоги и страха.

Источники излучения электромагнитного поля:

- трансформаторы, установленные в медицинском оборудовании;
- электропроводка;
- распределительные устройства (автоматы защиты, контакторы, релейные схемы и т. п.);
- индукторы и т.п.

Нормируется только электрическая составляющая поля на промышленной частоте, которая измеряется в кВ/метр, представленная в таблице 15[10].

Таблица 15 - Нормативы для обслуживающего персонала (СанПиН 2.2.4.1191-03)

Напряженность поля, кВ/м	5	10	15	20	25
Время, ч	8	3	1,5	10	5

При напряженности более 15 кВ/м - необходимо надевать спецодежду.

Защита:

- экранирование;
- уменьшение времени пребывания;
- удаление от источника электромагнитного излучения.
- заземление или зануление оборудования.

5.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.2.1 Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма. Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

1. проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
2. плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств;

3. 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 [11] данные зоны ограждаются сетками, экранами и кожухами. Их размеры и установка предусматривает любое случайное проникновение человека в опасную зону. Для обустройства ограждений есть также свои определенные требования. При снятом или неисправном ограждении работа запрещена.

5.2.2 Электробезопасность на рабочем месте

Правила имеют целью обеспечить надежную, безопасную и рациональную эксплуатацию электрооборудования. Работник должен помнить, что прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением ведет к поражению электрическим током или электрической дугой. Поражающие свойства электрического тока проявляются в виде электрических ударов и электрических травм (электрические ожоги, электрические знаки, электрофтальмия, электрометаллизация кожи, механические поражения). Степень воздействия ток на тело человека приведено в таблице 16[3].

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции в электроустановках потребителей должны быть предусмотрены защитные меры. В качестве таких мер могут быть использованы заземление, зануление, защитное отключение, разделяющий трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

Средства защиты, предназначенные для обеспечения электробезопасности, называются *электрозащитными* и подразделяются на основные и дополнительные.

Основным называется изолирующее электрозащитное средство, изоляция которого длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановки и которое позволяет прикасаться к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Дополнительным называется изолирующее электрозащитное средство, которое само по себе не может при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, но дополняет основное средство защиты, а также служит для защиты от напряжения шага.

Таблица 16 - Характер воздействия электрического тока на организм человека в зависимости от рода и величины тока

Ток, мА	Характер воздействия	
	переменного тока 50-60 Гц	постоянного тока
0,6-1,5	Начало ощущения, легкое дрожание рук	Не ощущается
5-7	Судороги в руках	Зуд, ощущение нагрева
20-25	Руки парализуются мгновенно, оторваться от токоведущей части невозможно. Сильные боли, затрудняется дыхание	Ощущение нагрева. Незначительное сокращение мышц
50-80	Паралич дыхания	Сильное ощущение нагрева. Судороги мышц рук. Затрудненное дыхание
90-100	Паралич дыхания. При длительности 3с. и более - паралич сердца, смерть.	Паралич дыхания

В электроустановках до 1000В необходимо применять следующие основные электрозащитные средства: изолирующие штанги, указатели напряжения, диэлектрические перчатки, изолированный инструмент, дополнительные – диэлектрические галоши, диэлектрические ковры, изолирующие ковры, изолирующие подставки и колпаки.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с

выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

Также необходимо: Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

5.3.2 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие [7]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН, КНС, отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

В качестве основных вредных источников, за счет которых вредные вещества поступают в поверхностные воды на протяжении разведки и освоения нефтяных месторождений выступают производственные и бытовые стоки, талые и ливневые воды, которые стекают с загрязненных установок и площадок, работы по строительству объектов, приводящие к эрозии прибрежных зон водоемов с засорением их строительным мусором, разливы нефти и сброс отходов в стоки без согласия соответствующих инстанций.

5.3.3 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Они включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация переполненных

шламовых амбаров и амбаров, расположенных вблизи рек; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Использования различных методов защиты трубопроводов от внутренней и внешней коррозии; установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроля швов сварных соединений трубопроводов.

5.4 Защита в ЧС

Характерны чрезвычайные ситуации (ЧС) – природного (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже – 40⁰С), метели и снежные заносы) и техногенного характера (открытое газонефтеводопроявление (фонтан), разгерметизация трубопроводов, пожары, взрывы, разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ), отключение электроэнергии).

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны два вида аварийных ситуаций – открытое фонтанирование нефти из скважин и порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность почвы несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии. При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры к быстрой локализации аварии, сбору нефти и ликвидации последствий загрязнения природной среды.

Так же большую опасность в работе бригады ТКРС представляют чрезвычайные ситуации, связанные с коррозионными отказами трубопроводов. Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность транспортируемых нефтепродуктов, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод. Присутствие механических примесей в продукции скважин при большой скорости потока приводит к абразивному износу внутренней поверхности трубопроводов – ручейковой коррозии.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается: Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; создание специально обученного подразделения по ликвидации аварий и их последствий; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово–предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

5.4.1 Взрыво- и пожароопасность производства

Процесс, при котором происходит резкое изотермическое превращение взрывоопасной среды с выделением энергии, при котором образуются опасные газы, - называется химическим взрывом.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [12]. Класс рабочей зоны II-III по классификации пожароопасных зон – зоны, расположенные вне

зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа.

Смешанные горючие вещества взрываются или возгораются при определенной их концентрации в воздухе. За счет этого разрушаются или повреждаются здания и сооружения, технологические установки, емкости и трубопроводы. На открытой местности взрыв газовой смеси сопровождается ударной волной. При действии человека ударной волны степень воздействия:

- менее 10кПа считается безопасной,
- При избыточном давлении от 10 до 30 кПа- легкие поражения или легкопроходящие нарушения,
- От 30 до 60 кПа - поражения средней тяжести
- От 60 до 100 кПа – тяжелые контузии и травмы,
- Более 100 кПа - крайне тяжелые контузии и травмы, которые могут привести к гибели.

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним должен осуществлять обслуживающий персонал.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;
- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из сферы пожара;

- создание условий эффективности тушения пожара.

5.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений

Бригада ТКРС работает в составе по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах с опасными и вредными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

Для решения вопросов о чрезвычайных ситуациях, создана комиссия, которая занимается финансовым, продовольственными, медицинскими и

информационными проблемами, связанными с возникновением чрезвычайной ситуации.

Список использованных источников

- 1 Александров В.Б., Желтухин Ю.Л., Ковардаков В.А. и др. Перспективы использования кремнийорганических тампонажных составов для ремонтно-изоляционных работ // РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело. 1981. -С. 22 - 24.
- 2 Амиров А.Д., Овнатанов С.Д., Яшин А.С. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1975. - 344 с.
- 3 Амиян В.А., Амиян А.В. Повышение производительности скважин. -М.: Недра, 1986.-160 с.
- 4 Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В., Бекиш Е.Н. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. - М.: Недра, 1987. - 229 с.
- 5 Амиян В.А., Васильева Н.П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. - М.: Недра, 1972. - 186 с.
- 6 Афанасьев А.В., Шустеф И.Н. Разработка нефтяных месторождений. -М.: Недра, 1972. - 179 с.
- 7 Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. - М.: Недра, 1975.-213 с.
- 8 Бан А.А., Богомолов А.Ф., Николаевский В.Н. и др. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости. - Л.: Гостоптехиздат, 1962. - 209 с.
- 9 Барановский В.Д., Булатов А.И., Крылов В.И. Крепление и цементирование наклонных скважин. - М.: Недра, 1983. - 352 с.10
Баренблатт Г.И., Желтов Ю.П., Кочина Ю.П. Об основных представлениях в теории фильтрации однородных жидкостей в трещиноватых породах. - ПММ., т.24, вып.5, 1960.

11 Блажевич В.А., Стрижков В.А. Проведение РИР в скважинах в сложных гидродинамических условиях. - М.: ВНИИОЭНГ, вып. 12, 1981. - 53 с.

12 Бодрягин А.В. Регулирование процессов трещинообразования при закачке воды в пласт (на примере пластов АВ¹₃ и АВ^г-з Самотлорского месторождения): Автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.17 - Тюмень, 2001. - 20 с.

13 Бойко В.С., Савинков Г.Д., Дорошенко В.Н. Технические основы и опыт применения внутрипластовых термических обработок. - Нефтяная и газовая промышленность. - 1982. № 2. - С. 35-38.

14 Боярчук В.Т., Донцов К.М. О кривой восстановления давления в скважине трещинно - пористого коллектора. - ПМТФ, № 5, 1971. - С. 137 - 145.

15 Бриллиант Л.С., Гусев С.Г., Ревенко В.М. Влияние давления нагнетания на характер подключения пластов Самотлорского месторождения. — Тюмень, Нефть и газ Тюмени,. 1983. № 12 - С. 25 -30.

18 Бриллиант Л.С., Ключков А.А. Основные результаты применения технологий по извлечению запасов нефти пласта АВ^г " «рябчик». - М., Нефтяное хозяйство, 1997. № 10. - С. 59-62.

19 Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. - М.: Недра, 1984. - 269 с.

20 Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. К определению параметров пласта по кривой изменения давления в реагирующей скважине. - НТС по добыче нефти, № 14. Гостоптехиздат, 1961. - С. 87 - 91.

21 Букин И.И., Ганиев Р.Р., Аснбаева Д.Н., Калмацкий С.П. Определение скорости и направления фильтрации по пласту нагнетаемой воды с помощью индикаторов // Тр. БашНИПИнефть. - Уфа: 1981 Вып. 62, -

С. 65 — 71.

22 Булатов А.И. Цементирование глубоких скважин. - М.: Недра, 1964.-290 с.

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

24 Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. - М.: Недра, 1987.-280 с.

25 Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Т. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. - М.: Недра, 1976. -242 с.

26 Down-hole water sink technology for water coning control in wells (yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-article-agh5-00070213/c/wojtanowicz.pdf).

27 Desperate Remedies (http://www.char.ru/books/2673390_Desperate_Remedies).

28 Oil Reserves (http://www.char.ru/books/3345275_Oil_Reserves).

29 Andrew K. Wojtanowicz*, Juan Hernandez* UN-RECOVERED OIL BY VERTICAL WELLS WITH WATER CONING ASSESSMENT, PREDICTION AND REMEDIATION (http://docplayer.net/3052197-Andrew-k-wojtanowicz-juan-hernandez-un-recovered-oil-by-vertical-wells-with-water-coning-assessment-prediction-and-remediation.html).

30 SPE Copyright 2001, Society of Petroleum Engineers Inc. (http://docplayer.net/35663041-Spe-copyright-2001-society-of-petroleum-engineers-inc.html).

31 <http://etheses.whiterose.ac.uk/11005/1/438082.pdf#11>.

Приложение I
(справочное)

Theoretical background of water inflow

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Михалев Роман Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Швагрукова Екатерина Васильевна	к.филол.н.		

Introduction

This study examines the issue of oil leakage caused by the intrusion of water into wells in the boundary and lower water-bearing oil reservoirs, which is a serious problem throughout the world. It is shown that the amount of the past (unreduced) oil is significant and can be predicted analytically and reduced by modifying the completion of the well. A large statistical sample from a population of possible reservoir systems with edge and bottom water was created theoretically using several databases [2] on the real properties of reservoirs around the world. The size analysis made it possible to transform reservoir properties distributions into dimensionless group distributions. Then, the amount of oil passed was compared with dimensionless groups using the developed experiments conducted on [2] the collector simulator. The correlations obtained determine the percentage of mobile oil that can be restored by the end of the well operation when the water cut value reaches its maximum limit [2]. They also show how operating parameters, such as intervals between wells, penetration and production speed, can affect the recovery of oil. From the sensitivity analysis, the end-point mobility ratio appears to control more than 55 percent of the oil bypassing process –far more than other groups. The statistical results also show that half of the typical edge and bottom-water well- reservoir systems would have at least 17% or 25% of their movable oil bypassed, respectively.

The effect of reservoir heterogeneity defined by permeability stratification has been studied for edge-water systems having transgressive, regressive and serrated depositional sequences with a Dykstra-Parsons coefficient of 0.75. Oil bypassing showed to be qualitatively more significant in the transgressive sequences. It was also found that the effect of reservoir heterogeneity is more significant for reservoirs with high end-point mobility ratios.

Numerical reservoir simulation is also used to investigate improved recovery of well's completions of different penetration and dual-completed wells with segregated inflow from the top and bottom (water sink) completions. It appears that short completions perform best in reservoirs with large end-point mobility

ratios produced at low rates by delaying water breakthrough and improving the amount of oil recovered per barrel of fluid produced. For most reservoirs with water drive, however, the results show that the best single completion strategy is the use of fully penetrating wells, since they improve the recovery rate.

Dual well completions with “water sink” (DWS) enable independent (although synchronized) rate schedules at the two completions. This study offers a new method to operate DWS systems by using variable rates at the bottom completion for a constant production rate - with limited maximum water cut - at the top completion over the entire life of the well. The method provides better distribution of produced fluids, as it controls water saturation outside the well. When compared with conventional “short” completion, DWS well recovers oil faster and may also produce oil-free water for re-injection. However, a comparison with long single completion of similar length based on the same total fluid rate does not give different recovery rates but shows that DWS well operates at different pressure drawdowns and produces two streams of fluids having substantially different compositions. It is, then, concluded that the recovery performance of the two types of wells may be different if the basis for comparison is a maximum pressure drawdown rather than same total fluid rate.

Background and Purpose

Oil bypassing is a significant problem in U.S. reservoirs. Of the 582 billion barrels of oil in-place in discovered fields in the U.S., 208 billions have been already produced or proven, leaving behind 374 billion barrels of oil [4] (Advanced Resources International, 2006), or 64.3% of the oil in place. Water invasion [4] is known to be a major contributor to this problem. On average in the United States, more than seven barrels of water are produced for each barrel of oil [4].

The problem of oil bypassing by water invasion can be caused by different reasons in different wells and reservoirs. Displacement of oil by water is controlled by viscous forces, gravity forces, capillary forces and heterogeneities. These

mechanisms or forces may interact with each other during displacements and natural water influx. The water originates from the formation of multiple fingers, water channeling, gravity underrunning (formation of a water tongue) and/or water coning. The two most typical geological scenarios of abnormal water sweeping in homogeneous reservoirs are horizontal or anticline structures with oil underlain by bottom water (bottom-water systems) and dipping reservoirs with attic oil and side water drive (edge-water systems). Water coning is the main source of abnormal sweeping in the structures with bottom-water, whereas the combined effect of water under-running (formation of a water tongue) and coning plays a significant role in the abnormal sweeping of side water reservoirs. Water under-running and coning also have an important effect in the abnormal sweeping of heterogeneous reservoirs. The existence of permeability barriers, channels, and other heterogeneities, however, may aggravate the bypassing of oil. Understanding the mechanisms of water invasion and oil bypassing in edge and bottom water-drive reservoirs is, therefore, of capital importance since it would allow identifying potential solutions.

Knowledge of the motion of the oil-water interface is needed in reservoir engineering in order to determine the amount of oil that will be recovered by the end of the well's operation. For low flow velocities, gravity forces tend to dominate the displacement and a stable (constant slope) interface occurs. A stable interface is desirable because it results in high recovery factors. However, the required flow velocity may be so low that the corresponding critical production rate would not be economical. Generally, production rates needed for economic recovery exceed the critical rates. Therefore, the interface becomes unstable and a cone and/or water tongue develops, causing early water breakthrough and oil bypassing. Also, most of the well's production life is plagued by very high water cut. When instability occurs, the less viscous water creates paths into the more viscous oil, leaving zones with original oil bypassed. Determining the volume of oil that may be bypassed in unstable displacements is of paramount importance.

This is because a secondary recovery method and/or a technology for the control of the produced water can be planned as a result of such determination.

Experimental Systems

In the physical simulation of water invasion in gas reservoirs, previous studies only considered the elastic expansion of formation water when simulating the edge-and-bottom aquifer. However, the compressibility of formation water is between 3.4×10^{-4} and $5.0 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ in gas reservoirs with the finite edge-and-bottom aquifer. Thus, the elastic expansion capacity of an aquifer is very weak and the aquifer expansion caused by the formation pressure drop is small. For example, when the pressure drop of formation water is 50 MPa, the aquifer expansion only accounts for about 2% of aquifer reserves. That is why water coning will occur at 20 times, 100 times and even infinite aquifer considering the aquifer expansion. Therefore, there will be a false understanding that water coning will occur in strong aquifers if water invasion only considers the elastic expansion capacity of an aquifer, but this contradicts that water invasion in some gas reservoirs takes place without a strong aquifer[3].

In order to simulate water invasion of gas reservoirs with the edge-and-bottom aquifer accurately, the energy source of water invasion is not just the elastic expansion of aquifer, and the effects of rock pore compression and water soluble gas expansion should be considered. The solubility of natural gas in water is mainly affected by formation pressure, temperature, and the salinity of formation water. With the increasing of formation pressure and temperature, the gas solubility in water rises gradually. The solubility declines gradually with the increasing of water salinity. According to the previous studies, there is a gas reservoir with origin formation temperature of 150 °C, formation pressure of 60 MPa, and water salinity of 19,029 mg/L. When the aquifer is 5 times and pressure drawdown is 40 MPa, the limit adsorption of natural gas in formation water is about 3.7% of reservoir reserves. However, when reservoir pressure declines to 40 MPa in the development of gas reservoirs, the overall pressure drop of formation

water is much less than 40 MPa. Therefore, the desorption of water soluble gas can be negligible in contrast to reservoir reserves. As it is very difficult to dissolve gas in water completely, the experiment only considers the elastic expansion energy of water soluble gas, which ignores the desorption effect due to pressure drop. The experimental system of water invasion in gas reservoirs with edge and bottom aquifer was shown in, which was composed of nitrogen gas source, ISCO pump, confining pressure pump, core holder, pressure sensor, gas flowmeter and data acquisition system, etc.

Theoretical Developments Of DWS Technology

A significant number of research and development studies have been conducted to understand and evaluate [1] the effectiveness of DWS and its potential for various applications. The work included analytical modeling, physical experiments, numerical modeling of hypothetical and real field collectors, and field projects with a rigorous DWS design. In the feasibility studies [1], various categories of wells were also considered, such as vertical oil wells, gas-lifted oil wells, horizontal oil wells and gas wells. The feasibility study for DWS for vertical oil wells was evaluated using analytical, numerical and physical models. In these studies, the potential of DWS was evaluated to reduce water cut in produced fluids. The results demonstrate the persistence and irreversibility of watering in conventional wells compared to the flexibility and ease of operation of the DWS installation. It has been proven that DWS can reduce or eliminate water at the upper end, but can not reduce the total (upper and lower) drainage water, which includes the volume of drained water. The efficiency of DWS recovery in oil wells was estimated using physical and numerical models. The study showed that DWS can dramatically accelerate and increase oil production. A fivefold increase in the rate of oil production was due to an increase in the drainage rate on the bottom basis without changing the speed at the top end. The physical and numerical model produced 70% and 30% increase in oil production.

The effect of impermeable barriers on the operation of conventional and DWS wells was studied using a scaled physical model (radial sand packing) and a numerical simulator. The study showed that in homogeneous reservoirs, DWS will reduce water cut by draining water from the bottom end and obtaining more oil from the top coat. It has also been shown that placing an artificial impermeable barrier around the wellbore will not interfere with the formation of the water cone. The water just flowed around the barrier. However, the barrier will effectively eliminate the advantages of double termination with DWS. The study also showed that a continuous layer with a low permeability in the OWC through the reservoir simply delays the development of the water problem without its elimination. Water breakthrough will be postponed, and water cut will be reduced, but DWS will not be effective [1].

The water cone creates a transitional zone of fluid saturation around the wellbore (with movable oil and water). Because of this, stable drainage of oil-free water with DWS becomes somewhat difficult, since the two completions (top and bottom) can receive a mixed inflow of two liquids. To understand the effect of the transition zone on the efficiency of the well, the study was conducted using numerical and circular physical models. The results show that in conventional wells with a water cone the transition zone is small and constant from the well, but increases to the wellbore. This effect of expanding the transition zone occurs in conventional wells due to diffusion resulting from the distribution of pressure around the well. In the DWS wells, the effect is more pronounced and must be taken into account in the design of the DWS, especially when the perfect drainage is the desired design goal. Conclusions showed limited application of analytical models for DWS well design and the need to develop design tools based on a tank simulator.

The indicators of oil production and water flow are important factors that determine the working window for DWS in oil wells. The inflow evaluation method and software for the DWS assessment was created using VB-Microsoft Excel software in conjunction with a commercial collector simulator. The software

captured the hydrodynamic interaction between the two completions of the well in terms of interference of pressure, water saturation (condensation), and creation of water for any combination of upper and lower production rates in the presence of inhomogeneities, capillary forces and relative permeability. Studies with software showed that the oil productivity index was mostly sensitive to the mobility rate and bottom reduction. It also showed that DWS is most effective in wells formed when high pressure drops out of tanks with relatively thick water columns.

Summary and Further Discussion

The effect of well penetration on oil bypassing has been investigated using two different operating strategies: operation at a maximum total rate and operation at a minimum bottomhole pressure. The first approach was considered since the ratio of gravity to viscous forces (N_g for edge-water system and G_v for bottom water systems), one of the dimensionless groups that describe immiscible displacement of oil by water drive systems, assumes constant total production rate. The second approach gives variable total production rate with time and; therefore, different values of the gravity to viscous forces ratio as time progresses [4].

Only a few cases were used to study the effect of well penetration on oil bypassing. However, both operating approaches (operation at maximum total rate and operation at minimum bottomhole pressure) show similar results. For example, it was found that for edge and bottom- water reservoirs with large end-point mobility ratios (e.g., large oil viscosities) and gravity forces (e.g., low liquid production rates), the best single completion strategy may be the use of short penetrating wells, since they may delay water breakthrough and improve oil recovery per barrel of fluid produced. This is true only if the reservoir has enough energy to maintain the targeted production rates. Short-penetration wells have smaller areas of contact between the well and the reservoir and, therefore, require more pressure drawdown to give a specific production rate than fully penetrating wells. The best single completion strategy for reservoirs with most of the other

possible combinations of dimensionless groups seems to be the use of full penetrations. This is because fully penetrating well have a larger area of contact with the reservoir and, therefore, they could accelerate recovery.

A new method for DWS operation by using variable rates from the bottom completion has been introduced in this dissertation. The main advantage of the method is that only one simulation run is needed since the bottom completion water rates can be dynamically changed in the simulator by using multipliers. This provides a substantial advantage over Arslan (2005) method, which may require thousands of simulation runs to establish the optimum combination

of top and bottom rates at different times. The new method results in substantial acceleration in recovery over the conventional “constant rate at the top and bottom” approach by calculating the highest “clean” water rates at the bottom completion for a given “fixed” rate at the top completion. The new method, therefore, does not optimize the production rates from both completions. Since Arslan approach is based in an actual mathematical optimization problem, it is much more complete and should be used if detailed and accurate estimations of the optimum top and bottom completion rates are needed. The new method, thus, can be used for quick estimation of the potential of DWS over single completions and for rapid determination of the water production rates associated with improved DWS operation.

Contrary to what was expected, results presented in this study show that there is no significant difference between oil recovery rates obtained from DWS and long single completion wells if these two strategies are produced at the same total rates and ended at the same economic water cut. This study is unique in this sense. Previous studies have not compared DWS in terms of same total liquid production rate. It is important to indicate, however, that DWS allows independent operation of the completions. For example, each completion can be operated at a different pressure drawdown.

A tentative advantage of DWS over single penetrations is DWS can delay water breakthrough and give cleaner oil production from the top completion. DWS produces two stream of fluids having substantially different compositions. Fluid segregation may be desired to avoid the formation of emulsions and other effects that may affect well productivity and are not considered by the numerical simulation package used in this dissertation. Also, the simulation results presented here do not consider the effect of undesired water production on well tubing performance. Finally, no attempt has been made in this dissertation to evaluate the drainage-injection variant of DWS. This variant would be beneficial since injecting the produced water may help to preserve the reservoir energy. Moreover, there may be cost reductions associated with the fact that water does not need to be taken to the surface [6].