

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

УДК 622.279.013.364.3(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Стариков Иван Алексеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Стариков Иван Алексеевич

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	97-11/с от 07.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы</p>
---	---

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Геолого-физические характеристики и фильтрационно-емкостные свойства пластов, в которых применяются потокоотклоняющие технологии, термодинамические условия работы полимерных составов, совместимость их с породой пласта. Сравнительный анализ наиболее распространенных технологий и химических реагентов, выбор базовой технологии потокоотклонения, особенности процесса проведения работ по закачке потокоотклоняющих технологий, определение необходимого объема реагента для реализации технологии на опытном участке.</p>
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент ОСГН ШБИП, Криницына Зоя Васильевна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель ООД ШБИП, Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>08.04.2023</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			08.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Стариков Иван Алексеевич		08.04.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Стариков Иван Алексеевич

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.04.2023	Оценка геологических условий применения потокоотклоняющих технологий при разработке месторождений	30
22.05.2023	Обоснование применения потокоотклоняющих технологий при разработке месторождений на поздних стадиях	30
05.06.2023	Выводы и рекомендации по выбору оптимального состава для полимерного заводнения	20
09.06.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
16.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			08.04.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		08.04.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Стариков Иван Алексеевич		08.04.2023

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 106 страниц, в том числе 5 рисунков, 19 таблиц. Список использованных источников содержит 60 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: потокоотклоняющие технологии, повышение нефтеотдачи, полимерные системы, система ППД, разработка низкопроницаемых пропластков

Объектом исследования являются месторождения, находящиеся на последней стадии разработки, с низкопроницаемыми участками пластов-коллекторов.

Цель исследования – повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки.

В данной работе представлена информация о реагентах, используемых при полимерном заводнении, а также о композициях полимерного заводнения, которые варьируются в зависимости от применяемых полимерных составов и геолого-физических условий.

Наиболее эффективным решением в рамках полимерного заводнения оказался полимерный гелеобразующий состав. Рекомендуется применять данную технологию на нефтяных месторождениях, характеризующихся наличием терригенных продуктивных пластов с высокой обводненностью и значительными извлекаемыми запасами.

Область применения: продуктивные пласты нефтяных месторождений

Потенциальная экономическая эффективность выражается в дополнительной добыче нефти за счет потокоотклоняющей технологии.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	14
1.1 Анализ геологических условий применения потоковотклоняющих технологий на нефтяных месторождениях.....	16
1.2 Формирование и обоснование участка применения потоковотклоняющих технологий	28
1.3 Анализ химических реагентов, применяемых в производстве потоковотклоняющих технологий	33
1.3.1 Сшитые полимерные системы	35
1.3.2 Полимер-дисперсный состав	37
1.3.3 Полимерно-гелевая система	40
1.3.4 Биополимеры	40
1.3.5 Простой эфир целлюлозы	41
1.3.6 Полимерный раствор с добавлением щелочей и ПАВ.....	42
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ.....	45
2.1 Технологический процесс проведения потоковотклоняющих технологий 45	
2.1.1 Подготовительный этап	45
2.1.2 Технологический процесс.....	54
2.2 Расчет технологической операции.....	59

3	ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ДЛЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	64
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1	SWOT-анализ	69
4.2	Расчёт продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин.....	71
4.3	Расчёт сметной стоимости работ	72
4.4	Обоснование экономической эффективности	76
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
	Введение.....	79
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	80
5.2	Производственная безопасность.....	81
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	82
5.2.2	Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	85
5.3	Экологическая безопасность	89
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	92
5.5	Вывод по разделу.....	94
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	95
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
	Приложение А	105

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовая отрасль является одной из наиболее важных и перспективных отраслей экономики многих стран. В связи с этим, актуальной задачей является увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН). Одним из направлений повышения данного показателя является решение проблемы с добычей трудноизвлекаемых запасов углеводородов в Западной Сибири. Наиболее распространенный метод поддержания пластового давления при разработке месторождений является закачка воды в пласт. Однако данная технология не является идеальной и во многом её эффект зависит от многих факторов, таких как: приёмистость нагнетательных скважин, неоднородность залежи, непостоянство коллекторских свойств и геологического строения залежи. Поэтому в процессе заводнения рабочий агент распространяется по зонам наивысшей фильтрации, обходя низкопроницаемые участки. В таких участках на поздних стадиях разработки остаются остаточные запасы пластового флюида. Применение потокоотклоняющей технологии частично позволяет вовлечь в разработку данные участки. Которые будут способствовать изменению течения потока активного агента, направляя его к низкопроницаемым пропласткам, отсекая зоны высокой проницаемости. Таким образом будут вовлечены в разработку не охваченные участки пласта.

Стоит отметить, что не каждый участок пласта подходит для внедрения потокоотклоняющих технологий (ПОТ). Для достижение максимальной эффективности данного метода увеличения нефтеотдачи при подборе объекта применения необходимо учитывать следующие критерии:

- неоднородность пласт по площади и разрезу;
- согласно промыслово-геофизическим исследованиям неоднородный профиль приемистости;
- резкий рост обводненности добывающих скважин относительно среднего показателя на объекте;

– минимум три реагирующие добывающие скважины на одну нагнетательную.

Так же следует учитывать геологические условия, удовлетворяющие использованию ПОТ. К основным относятся:

- температура пласта – не ниже 70 °С;
- коэффициент расчлененности пласта – не менее 1,4;
- проницаемость пласта-коллектора – 50 – 500 мД.

Проницаемость коллектора важна, так как она является определяющим фактором в значении приёмистости нагнетательной скважины.

Легкость применения технологии заключается в том, что закачиваемые активные агенты могут быть абсолютно разного состава и структуры, подбираемых под индивидуальные характеристики каждого отдельного участка эксплуатационного объекта, что будет обеспечивать максимальную эффективность.

Цель работы – повышение эффективности применения потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Выполнить оценку геологических условий применения потокоотклоняющих технологий при разработке месторождений;
2. Обоснование применения потокоотклоняющих технологий при разработке месторождений на поздних стадиях
3. Сформировать выводы и рекомендации по выбору оптимального состава для полимерного заводнения

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ППД** – поддержание пластового давления
- КИН** – коэффициент извлечения нефти
- ПОТ** – потокоотклоняющие технологии
- ЗПВ** – залежи с постилающейся водой
- ПГИ** – промыслово-геофизические исследования
- ЗКЦ** – заколонная циркуляция
- ВПП** – выравнивание профиля приемистости
- ПАА** – полиакриламид
- ВНФ** – водонефтяной фактор
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства
- ПЗ** – полимерное заводнение
- ГФУ** – геолого-физические условия
- СПС** – сшитые полимерные системы
- НИЗ** – начальные извлекаемые запасы
- МСПС** – модернизированная сшитая полимерная система
- ПДС** – полимердисперсный состав
- МПДС** – модернизированный полимердисперсный состав
- АМГ** – агент модифицирующий гелеобразующий
- ПЗП** – призабойная зона пласта
- ПГС** – полимерно-гелевая система
- ПЭЦ** – простой эфир целлюлозы
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества
- ЭС** – эмульсионный состав
- ХОС** – химическая обработка скважин
- УДР** – установка дозирования реагента
- ЦППД** – цех поддержания пластового давления
- ЧДД** – чистый дисконтированный доход
- ИД** – индекс доходности
- ВНД** – внутренняя норма доходности

КРС – капитальный ремонт скважин

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ПДК – предельно допустимая концентрация

УЗО – устройство защитного отключения

ЗВ – загрязняющие вещества

ЗУ – замерная установка

ЧС – чрезвычайная ситуация

1 ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Потокоотклоняющие технологии для увеличения нефтеотдачи пластов были созданы в начале 20 века в США, когда инженеры столкнулись с проблемой неравномерного давления нефти в пластах. Они не были направлены на повышение нефтеотдачи пластов, а на уменьшение обводненности скважин. Эти технологии основывались на использовании специальных материалов, которые уменьшали скорость движения воды к забоям добывающих скважин. [1]

Потокоотклоняющие технологии для повышения нефтеотдачи пластов были созданы позже, и применение этих технологий началось в России в 1950-х годах. Один из первых случаев применения таких технологий был на месторождении им. В. И. Шпильмана в Тюменской области в 1955 году. После введения потокоотклоняющих технологий на месторождении им. В. И. Шпильмана, добыча нефти выросла на 30%. Другие месторождения в России также начали использовать эти технологии в 1950-х годах, такие как месторождение им. Губкина в Оренбургской области. С помощью потокоотклоняющих технологий удалось увеличить дебит скважин и снизить затраты на добычу. В 1960-е и 1970-е годы потокоотклоняющие технологии стали широко применяться в СССР. Например, на месторождениях Сахалинской области, где введение этих технологий привело к увеличению добычи нефти на 40%. Так же ПОТ применялись на Самотлорском месторождении. После применения этой технологии добыча нефти увеличилась с 103 тыс. тонн в 1961 году до 200 тыс. тонн в 1962 году, а затем до 331 тыс. тонн в 1965 году. Таким образом, использование потокоотклоняющих технологий позволило увеличить добычу нефти на Самотлорском месторождении более чем в три раза. В 1968 году первая станция потокоотклоняющей технологии была введена в эксплуатацию на

месторождении Ромашкинское в Западно-Сибирской нефтегазовой провинции. [2,3,4]

Уже позднее с развитием потокоотклоняющих технологий и созданием вариативного ряда закачиваемых агентов. Одной из перспективных областей исследований, связанных с созданием потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи, стало использование биополимеров на основе ксантана. Этот состав впервые был применен на месторождениях Северного моря в 1980-х годах с целью увеличения нефтеотдачи пласта. Наиболее известными технологиями, использующими биополимеры для увеличения нефтеотдачи, являются «Продукт БП-92» и «Симусан». Промышленные испытания биополимера «Симусан» были запущены на месторождении Арланское в 1987 году. За период с 1987 по 1990 годы были обработаны 53 нагнетательные скважины, показавшие удельный технологический эффект в размере 400-800 тонн на одну тонну использованного реагента. Однако, в связи с недоступностью биополимера, внедрение данной технологии было приостановлено. [5]

С тех пор потокоотклоняющие технологии стали широко использоваться в нефтяной отрасли России. Сегодня они применяются на многих месторождениях страны и являются важной составляющей процесса добычи нефти. Например, ПАО «НК «Роснефть» использует такие технологии на месторождениях в Западной Сибири, где они помогли увеличить добычу нефти на 10-15%.

Следующей после СССР страной начавшей применять потокоотклоняющие технологии для повышения нефтеотдачи пластов стала США. В 1960-х годах компания Chevron разработала и внедрила технологию закачки полимеров в низкопроницаемые пласты для повышения их проницаемости и увеличения добычи нефти. В дальнейшем эта технология была доработана и усовершенствована другими компаниями, такими как ExxonMobil, Shell и BP. В 1980-х годах компания Mobil разработала и внедрила технологию закачки гелей для закупоривания каналов высокой

проницаемости, что позволило увеличить эффективность добычи из пластов с высокой проницаемостью. [6]

Согласно отчету Energy Information Administration (EIA), в 2019 году на долю технологий ПОТ пришлось около 6% всей добычи нефти в США. Это свидетельствует о том, что такие технологии широко используются в нефтяной промышленности.

1.1 Анализ геологических условий применения потокоотклоняющих технологий на нефтяных месторождениях

На современном этапе развития нефтяной промышленности в России ухудшается сырьевая база и возникает необходимость в использовании новых технологий для разработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами. Основной причиной в данном случае является неравномерная разработка залежи, обусловленная высокой неоднородностью, расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных коллекторов. Одной из таких технологий является потокоотклоняющая технология. Однако, применение полимеров требует детального анализа геологических условий месторождения, таких как пластовое давление, пластовая температура, пористость, проницаемость пород, вещественный состав и др. В данном разделе рассматривается анализ геологических условий применения потокоотклоняющих технологий на нефтяных месторождениях, оценка влияния пластового давления и пластовой температуры на эффективность использования полимеров, а также анализ важных геологических параметров, которые необходимо учитывать при применении полимеров в качестве активных агентов.

В результате анализа современной литературы и данных разработки месторождений Западной Сибири выявлены геологические особенности, определяющие полноту выработки запасов нефти:

- высокая зональная и послойная неоднородность пластов, вызывающей преимущественную выработку высокопроницаемых зон и участков пласта;

– большой процент трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам (проницаемость менее $0,05 \text{ мкм}^2$) и коллекторам с выработкой свыше 80%;

– проницаемость пород-коллекторов варьирует в широком диапазоне значений (от 1 до $5000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) и зависит от гранулометрического состава пород;

– опережающее обводнение продукции скважин, причинами которому являются как геологические особенности строения коллекторов (значительная расчлененность), так и технологические аспекты процесса разработки.

В настоящее время отработан широкий комплекс потокоотклоняющих технологий. По каждой технологии получение максимального технологического эффекта укладывается в довольно узкий интервал геолого-физических характеристик пластов, что предъявляет высокие требования к точности подбора методов воздействия. При ошибочном выборе технологии возможные последствия могут не ограничиться снижением технологической эффективности обработки. Отрицательный эффект обработки зачастую необратим, либо требует значительных материальных затрат для ликвидации последствий. Поэтому правильный выбор технологии воздействия для конкретного объекта является важнейшей задачей при применении методов воздействия на пласт и увеличения добычи нефти [7].

Пористость характеризует емкостные свойства породы-коллектора и определяется наличием в ней пустот (пор, каверн). Разновидность пористости представлена абсолютной пористостью и открытой пористостью. Это свойство является важным параметром для определения емкости коллектора, то есть количества нефти или газа, которые могут быть удержаны в поровом пространстве коллектора.[8]

Общий объём пор породы-коллектора характеризуется общим коэффициентом пористости (1), объём связанных пор – коэффициентом открытой пористости (2):

$$m_{\text{общ}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_0}, \quad (1)$$

$$m_{\text{откр}} = \frac{V_{\text{о.пор}}}{V_0}, \quad (2)$$

где $V_{\text{пор}}$ – общий объём всего пустотного пространства породы, в том числе поры, каверны, трещины, связанные и несвязанные друг с другом,

$V_{\text{о.пор}}$ – общий объём сообщающихся пор,

V_0 – объём породы. [8]

Значения открытой пористости при полимерном заводнении будут зависеть от конкретного месторождения и условий его эксплуатации. Обычно, для успешного применения полимерного заводнения необходима пористость пласта не менее 10%. Однако, в разных источниках указываются различные требования к открытой пористости в зависимости от типа пласта и условий его эксплуатации.

Например, при полимерном заводнении углеводородных песчаных и алевролитовых пластов, требуемое значение открытой пористости может быть выше, чем для карбонатных пластов. В среднем, для карбонатных пластов пористость должна быть не менее 5-7%, а для песчаных и алевролитовых пластов - не менее 10-12%.

Проницаемость характеризует способность породы пропускать различные фазы (нефть, газ, вода). Поток, движущийся в пласте, обычно представляет собой смесь различных фаз, проницаемость одной и той же породы для каждой фазы будет разной и зависит она от количества и качественного состава. Поэтому в зависимости от количества движущихся в потоке фаз проницаемость различают на абсолютную, фазовую (эффективную) и относительную. [8]

Абсолютная проницаемость подразумевает насыщение породы одним флюидом, химически инертным по отношению к ней породой. Величина абсолютной проницаемости выражается коэффициентом проницаемости $k_{пр}$. Значение коэффициента проницаемости в лабораторных условиях обычно определяется по керну на основе линейного закона фильтрации Дарси (3):

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k_{пр} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta L}, \quad (3)$$

где v – скорость фильтрации,

Q – объемный расход жидкости через образец в единицу времени,

F – площадь фильтрации,

ΔP – перепад давления,

μ – вязкость жидкости,

ΔL – длина образца.

Следовательно коэффициент проницаемости выражается следующей формулой (4):

$$k_{пр} = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta L}{\Delta P \cdot F}. \quad (4)$$

Фазовая (эффективная) проницаемость описывает проницаемость породы для определённой фазы при наличии в ней многофазных систем.

Относительной фазовой проницаемостью называется отношение фазовой проницаемости для данной фазы к абсолютной проницаемости (5):

$$k'_{\phi} = \frac{k_{\phi}}{k}, \quad (5)$$

где k_{ϕ} – фазовая проницаемость,

k – абсолютная проницаемость. [9]

Проницаемость породы зависит от ее структуры и химического состава, а также от физических свойств жидкости или газа, проходящих через поры породы. Физические свойства, влияющие на проницаемость, включают в себя вязкость и плотность флюида, а также гидравлическое давление, которое создается внутри породы при движении флюида через нее. Более конкретно,

проницаемость породы определяется ее пористостью, размерами и формой пор и каналов, а также их взаимным расположением и связностью. Также важным фактором является наличие трещин, которые могут повысить проницаемость породы.

Значения проницаемости при полимерном заводнении могут варьироваться в широких пределах в зависимости от свойств породы и условий в месторождении. В общем случае, для эффективного полимерного заводнения необходимо, чтобы проницаемость породы была в пределах от 50 до 500 мД.

Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее 50 мД приемистость нагнетательных скважин низкая и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Проницаемость ниже 0,05 мкм² снижает приемистость нагнетательной скважины на 10–20 %. Верхняя граница применимости технологий ПОТ по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий, например, при высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять 700 м³/сут и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупными мелкофракционными наполнителями. Также приемистость скважины должна быть не менее 150 м³/сут или 100 м³/сут для низкопроницаемых коллекторов. Это необходимо для обеспечения возможности проведения закачки химических реагентов, обладающих, как правило, большей вязкостью по сравнению с вязкостью закачиваемой воды. Также, согласно опыту практических работ, присутствие подошвенных вод в разрезе пласта отрицательно влияет на эффективность ПОТ. Вместе с тем, опыт отмечает и случаи эффективного применения ПОТ на залежах с подстилающей водой (ЗПВ) с разделяющей глинистой перемычкой. По результатам ПГИ в таких случаях часто отмечается снижение или устранение заколонной циркуляции воды (ЗКЦ) в нагнетательных скважинах [10].

Расчлененность пласта и коэффициент проницаемости должны рассматриваться в комплексе, необходимо определить наличие недренируемых или слабодренируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то эффективность ВПП в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев. Однако при этом обязательно выполнение анализа результатов промысловых геофизических работ, проведенных в закрытом стволе, с целью определения профиля приемистости скважины. Анализ геофизических характеристик пилотного участка позволяет приступить к выбору технологии ВПП и на начальном этапе оценить объемы закачки реагентов по аналогии с подобными объектами [11].

Смачиваемость является комплексным свойством жидкостей и твердого тела, в пластовых условиях данное свойство оказывает значительное влияние на распределение флюида в породе и на его капиллярные свойства. Она характеризуется углом смачиваемости, который определяется экспериментально. Поверхности пород, обладающие гидрофильными свойствами, имеют низкий угол смачивания для воды, в то время как поверхности, обладающие гидрофобными свойствами, имеют высокий угол смачивания для воды. Кроме того, угол смачивания может быть изменен за счет добавления поверхностно-активных веществ или изменения температуры окружающей среды.

В условиях двух несмешивающихся жидкостей, одна из них может находиться в большем контакте с поверхностью и имеет большую силу притяжения к ней, в отличии от другой. Жидкость, находящаяся в большем контакте с поверхностью, определяется как смачивающая, вступающая в наименьшее взаимодействие – несмачивающая.

Смачиваемость породы зависит от ее поверхностного натяжения и угла смачивания. Поверхностное натяжение определяется силами межмолекулярного притяжения на границе раздела фаз (например, жидкость-

газ или жидкость-твёрдое тело), а угол смачивания характеризует степень, с которой жидкость может распространяться по поверхности породы.

Численные значения угла смачиваемости могут быть различными для разных типов пород и зависят от многих факторов, таких как минеральный состав, геометрия пор, вязкость полимерной системы и другие. Обычно угол смачиваемости в диапазоне от 30 до 120 градусов считается хорошей смачиваемостью для полимерного заводнения.

Степень смачиваемости зависит от равновесного положения границы между жидкостями (вода, нефть) и твёрдым телом (рисунок 1).

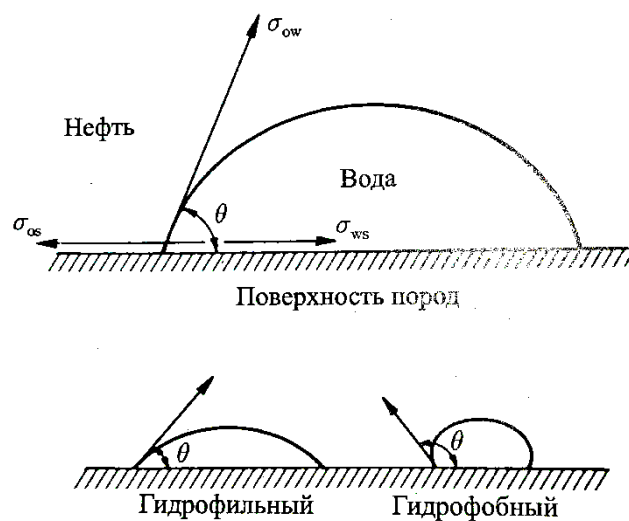


Рисунок 1 – Смачиваемость системы нефть-вода-твёрдая фаза

В точке соприкосновения трёх фаз действуют силы: $\sigma_{нт}$ – межфазное натяжение между твёрдой поверхностью и нефтью; $\sigma_{вт}$ – межфазное натяжение между твёрдой поверхностью и водой. Угол смачивания θ измеряется между твёрдой поверхностью и водной по касательной $\sigma_{ов}$ (нефть-вода) к поверхности раздела и линией контакта. Мерой смачиваемости поверхности служит величина угла смачивания θ .

- Гидрофильные системы имеют значение угла близкие к нулю.
- Гидрофобные системы могут иметь углы смачивания до 180° .
- Система имеет промежуточную смачиваемость, в случае если угол смачивания составляет около 90° .

Основными факторами смачиваемости породы-коллектора являются:

1) компоненты нефти (полярные соединения, содержащиеся в смолах и асфальтенах - дифильны, то есть могут обладать гидрофильными и гидрофобными характеристиками одновременно, по этой причине они способны изменять смачиваемость поверхности с гидрофильной на гидрофобную);

2) химические свойства пластовых «рассолов»;

3) условия на поверхности минералов (температура, давление);

4) история формирования насыщения (на стадии формирования пласта, порода приобретает характер смачиваемости в зависимости от «материнской» среды, таковой является вода, соответственно изначально порода-коллектор имеет гидрофильный характер, но в результате миграции углеводородов свойства смачиваемости пласта могут измениться и оказать значительное влияние на динамику его разработки).

Пластовое давление определяет направление движения флюида в пласте. Пластовое давление зависит от нескольких факторов, включая геологические свойства породы и ее проницаемость, наличие газов и жидкостей в пласте, а также геометрию и глубину пласта. Значения пластового давления при полимерном заводнении зависят от конкретных условий месторождения и не могут быть универсальными. Обычно для полимерного заводнения выбирают месторождения с низким пластовым давлением (до 20 Мпа) [12], чтобы избежать нежелательных эффектов, таких как снижение проницаемости и образование трещин в пласте. Поэтому при выборе месторождения и проведении инженерных расчетов необходимо учитывать пластовое давление и другие геолого-технические параметры.

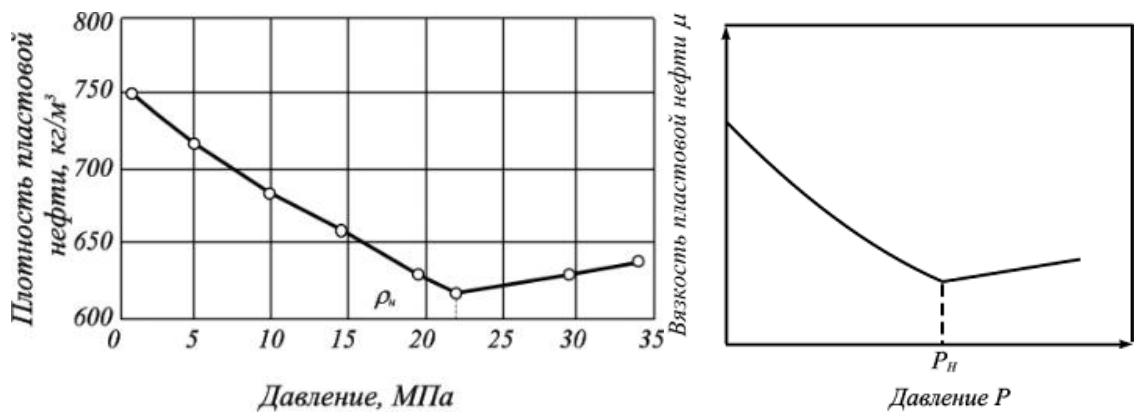


Рисунок 2 – Зависимость свойств нефти от давления [13]

По данным графикам можно проследить нелинейный характер зависимости плотности и вязкости нефти от давления, то есть если рассматривать данные зависимости в сторону уменьшения давления можно сделать вывод что вязкость и плотность нефти увеличиваются вследствие падения давления ниже давления насыщения, из-за чего происходит выделение растворённого газа. При превышении пластового давления над давлением насыщения нефти газом, происходит обратная ситуация, вязкость возрастает.

Пластовая температура также может оказать влияние на эффективность применения потокоотклоняющих технологий. При высоких температурах могут возникать проблемы с прочностью материалов, используемых при применении потокоотклоняющих технологий.

Пластовая температура играет важную роль в процессе полимерного заводнения, так как она влияет на реологические свойства полимерной системы, т.е. на ее способность распространяться и заполнять поры и трещины в пласте. При низкой температуре полимер может не иметь достаточной текучести, чтобы хорошо распределиться в пласте, а при высокой температуре может происходить разложение полимера.

Для полимерного заводнения оптимальная пластовая температура зависит от конкретных условий месторождения и свойств используемого полимера. В среднем она может находиться в диапазоне от 50 до 80 градусов Цельсия.

Например, при использовании полимера ПХМ-12 на месторождении Южно-Приобское пластовая температура составила 62-64 градуса Цельсия. При этой температуре были получены наилучшие результаты по увеличению дебита скважины. [14]

Пластовая температура зависит от нескольких факторов, таких как тепловые свойства (теплоёмкость) горных пород, температура грунтовых вод, температура поверхности земли и тепловые потоки в земле. Горные породы обладают теплопроводностью, теплоемкостью и плотностью, которые могут варьировать в зависимости от состава и структуры породы. Влияние температуры грунтовых вод и поверхности земли также может оказывать существенное влияние на пластовую температуру. Кроме того, тепловые потоки в земле могут приводить к изменению температуры пластов, что в свою очередь влияет на их продуктивность.

Более точно, пластовая температура зависит от коэффициента теплопроводности, теплоемкости и плотности горных пород, а также от тепловых потоков и температуры окружающей среды. Формула, которая описывает зависимость пластовой температуры от этих факторов, может быть представлена следующим образом:

$$T = \frac{Q \cdot r \cdot C_p}{4 \cdot \pi \cdot \lambda}, \quad (6)$$

где T – пластовая температура,

Q – тепловой поток,

K – коэффициент теплопроводности,

r – плотность породы,

C_p – теплоемкость породы,

λ – теплопроводность породы,

π – число Пи.

Вещественный состав породы

Для применения полимерного заводнения необходимо, чтобы породы были достаточно проницаемыми и имели определенный состав. Основной

критерий – это наличие в породе достаточного количества кварца, так как полимеры хорошо смачивают кремнистые породы.

Кроме того, для успешного применения полимерного заводнения важным фактором является химический состав и степень минерализации породы. Например, некоторые минералы могут быть растворены полимерной жидкостью, что может привести к уменьшению проницаемости породы.

Однако точные значения вещественного состава породы для применения полимерного заводнения могут сильно варьировать в зависимости от условий конкретного месторождения и типа полимерной жидкости, используемой при заводнении.

Для применения полимерного заводнения необходима порода с высокими фильтрационными свойствами, то есть с высокой проницаемостью и достаточной пористостью. Также желательно, чтобы порода была достаточно гомогенной, то есть не имела зон с высокой и низкой проницаемостью, так как это может привести к неоднородности процесса заводнения.

С точки зрения вещественного состава, породы, подходящие для полимерного заводнения, могут содержать различные минералы и компоненты. Однако, если породы содержат слишком большое количество глин, то это может привести к образованию глинистых отложений и забиванию пластов, что негативно скажется на эффективности процесса.

Вещественный состав породы зависит от истории ее формирования и геологических процессов, которые на нее воздействовали. В состав породы могут входить минералы, органические и неорганические включения, глины, кремнистые образования и другие компоненты. Вариации вещественного состава породы могут оказывать значительное влияние на ее свойства, такие как пористость, проницаемость, смачиваемость и другие. Например, содержание глин в породе может существенно влиять на ее способность к залеганию нефти и газа. Кроме того, вещественный состав породы может изменяться на микроскопическом уровне, что также может существенно

влиять на ее свойства и способность к различным процессам, в том числе к полимерному заводнению.

Поровое пространство

При полимерном заводнении поровое пространство играет важную роль, поскольку влияет на эффективность процесса. Обычно применяются полимеры с высокой молекулярной массой, которые не проникают в поры мелкого размера. Таким образом, эффективность заводнения может быть ограничена поровым объемом породы, который доступен для залегания полимера.

Численные значения порового пространства могут быть разными в зависимости от типа породы и геологических условий месторождения. Например, для песчаников поровое пространство может составлять 25-35%, а для известняков - 5-15%. При полимерном заводнении важно учитывать не только общий объем порового пространства, но и его структуру, включая размеры и формы пор, их соединения и распределение по объему породы.

Поры горных пород могут быть различными по происхождению, форме, размерам и внутренним взаимосвязям.

По своей форме поровое пространство между зёрнами породы может быть крайне разнообразным: относительно ромбоидальным и тетраэдрическим, щелевидным, каверновидным, трещиновидным, каналовидным, пузырьчатым и т.д. Примеры наиболее часто встречающихся типов пористости пород представлены на рисунке 3.

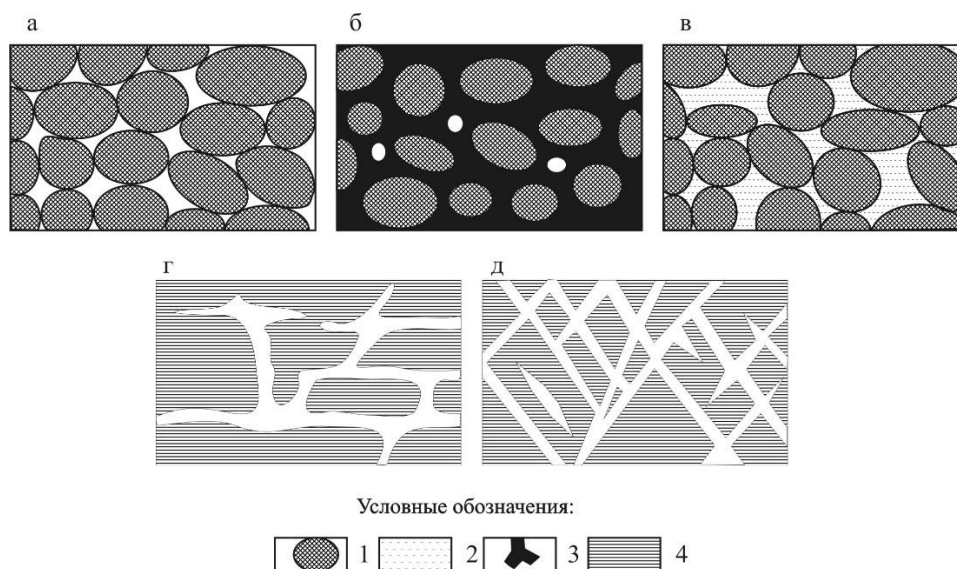


Рисунок 3 – Породы с различными типами порового пространства

Условные обозначения:

Межзерновая пористость:

а – с хорошо отсортированными зернами,

б – с хорошо отсортированными зернами и цементирующим веществом в промежутках между ними,

в – с поровым рассеянным глинистым цементом,

г – трещинно-каверновая,

д – трещинная.

1 – зерна; 2 – глинистые частицы; 3 – цементирующий материал; 4 – блоковая часть породы.

Формы и размеры отдельных пустот, характер их распределения и соотношение объёмов пустот различных размеров, их взаимосвязи, извилистость и удельная внутренняя поверхность поровых каналов определяют структуру порового пространства породы. [15]

1.2 Формирование и обоснование участка применения потокоотклоняющих технологий

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция может быть:

- химической, при которой разрушение происходит в результате взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами;
- термической - происходит при температурах свыше 100 °С.
- механической, обусловленной разрывом макромолекулярных ассоциаций под действием повышенных напряжений при течении растворов в нефтепромысловом оборудовании, призабойной зоне пласта.
- микробиологической, происходящей под действием аэробных бактерий, которые могут развиваться в пласте при закачке их с водой.

Микробиологическая и механическая деструкции ПАА уменьшают молекулярную массу полимера и, как следствие, его загущающую способность.

Поэтому для обеспечения эффективности предлагаемой технологии полимерного заводнения и получения наилучших технико-экономических показателей разработки необходимо определить диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, то есть выделить критерии применимости данного метода. Эти критерии определяются на основе анализа технологических показателей, обобщения опыта применения полимерного воздействия в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Выделяются три категории критериев:

- 1) геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства, условия залегания), а также техническое состояние скважины;
- 2) технологические (концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.);
- 3) материально-технические (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.).

При выборе объектов для применения полимерного заводнения основополагающими являются критерии первой категории.

Область применения полимерного заводнения ограничивается обводненностью заводняемого пласта не выше 95 %. Это связано с тем, что в этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется.

На вязкоупругие и реологические свойства растворов полиакриламида при фильтрации в пористой среде существенное влияние оказывает проницаемость пород. При снижении проницаемости пород линейно увеличиваются показатели реологических свойств фильтрующихся растворов, в особенности остаточный фактор сопротивления, который является основным при оценке действия полимеров и связан с сорбцией полимера породами пласта. При коэффициенте проницаемости пласта менее $0,1 \text{ мкм}^2$ процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул раствора больше размеров пор и происходит либо его кольматация в призабойной зоне, либо механическое разрушение молекул полимера. В коллекторах с проницаемостью более $2,0 \text{ мкм}^2$ эффективность полимерного заводнения снижается из-за уменьшения величины адсорбции полимера пористой средой или из-за недостаточно высоких его концентраций в растворе [16].

Применение полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами (менее $0,1 \text{ мкм}^2$) и имеющих высокую температуру (более $90 \text{ }^\circ\text{C}$) является неэффективным. Значительного эффекта нельзя ожидать также от закачки в сравнительно однородные пласты, содержащие маловязкие нефти (менее $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) [17].

В условиях повышенной солености пластовых вод и содержания солей кальция и магния водные растворы полимеров становятся неустойчивыми, снижается вязкость раствора, т.к. под действием ионов пластовой воды и приложенного напряжения структура растворов полностью разрушается. С увеличением концентрации полиакриламида в растворе требуется большее

количество соли для разрушения структуры. Так, при концентрации полиакриламида 0,1 % масс. вязкость раствора становится независимой от концентрации соли до 3 %. Влияние минерализации пластовой воды (непосредственно в пласте) на стабильность раствора полимера неоднозначно. Увеличение минерализации пластовой воды снижает вязкость раствора, а фазовая проницаемость для раствора увеличивается, что способствует повышению нефтеотдачи. Результирующий эффект может быть различным в зависимости от свойств пластовой воды, пористой среды, типа полимера, свойств растворителя и концентрации раствора.

Адсорбция породами пласта из минерализованных растворов в несколько раз выше, чем из опресненных вод. Уменьшение степени адсорбции полимера снижает фактор сопротивления для воды и охват пласта заводнением. При высокой адсорбции фронт полимера значительно отстает от фронта вытеснения нефти водой. Поэтому необходимо определение оптимального диапазона адсорбции, который обеспечит эффективное вытеснение нефти на основе подбора реагентов и концентрации по лабораторным исследованиям [19].

Анализ показателя обводненности проводимых мероприятий выявил положительную тенденцию эффективности в пределах 80-95 % [19]. В результате были сформированы критерии применимости технологии закачки полимерных композиций, которые сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Параметры геолого-физического критерия, способствующие эффективному применению полимерного заводнения

Категория скважин	Наименование параметра геолого-физического критерия	Оптимальное значение параметра
Нагнетательные скважины	Среднесуточная приемистость, м ³ /сут	свыше 100
	Проницаемость, мкм ²	0,1 – 1,5
	Эффективная толщина пласта, м	не менее 2
	Глинистость, д. ед.	менее 0.3
	Количество реагирующих добывающих скважин	5 и более
	Герметичность э/колонны	герметична
	Заколонные перетоки	отсутствуют

	Выработанность запасов нефти по участку, %	не более 85
	Средняя обводненность по участку, %	80 – 95
	Объект разработки	не более 1
Добывающие реагирующие скважины	Среднесуточный дебит нефти, т/сут	не менее 2.5
	Среднесуточный дебит жидкости, м ³ /сут	более 40
	Накопленный ВНФ, д. ед.	2,0 – 4,0
	Группа неоднородности	2, 3
	Текущая нефтенасыщенность, д. ед.	более 0,45
	Минерализация пластовой воды, г/л	120 – 140
	Техногенное изменение ФЕС (физические)	отсутствие ГРП
Наличие газовой шапки		отсутствие

Выбор скважин для полимерного заводнения проводится с использованием геолого-гидродинамической модели, а также вышеприведенных критериев применимости.

Выбор объектов базируется на детальном анализе геологического строения пласта, фильтрационно-емкостных характеристик, степени неоднородности, а также рабочих характеристик скважин. Приоритет при выборе реагирующих скважин отдается скважинам в зоне влияния закачки. Немаловажным фактором является техническое состояние скважин.

Компания ПАО «Удмуртнефть» планировала провести комплекс мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на основе потокоотклоняющих технологий. Среди всех месторождений компании был выбран объект А⁴ башкирского яруса одного из месторождений. Который удовлетворил всем требованиям, в частности по геолого-физическому критерию. В таблице 2 приведены параметры, характеризующие параметры и особенности нефтесодержащего коллектора, а также техническое состояние скважины выбранного объекта.

Таблица 2 – Параметры геолого-физического критерия на объекте А⁴ башкирского яруса ПАО «Удмуртнефть»

Категория скважин	Наименование параметра геолого-физического критерия	Оптимальное значение параметра
Нагнетательные скважины	Среднесуточная приемистость, м ³ /сут	740
	Проницаемость, мкм ²	0,88
	Эффективная толщина пласта, м	7
	Глинистость, д. ед.	0,23

	Количество реагирующих добывающих скважин	28
	Герметичность э/колонны	герметична
	Заколонные перетоки	отсутствуют
	Выработанность запасов нефти по участку, %	70
	Средняя обводненность по участку, %	88
	Объект разработки	1
Добывающие реагирующие скважины	Среднесуточный дебит нефти, т/сут	178
	Среднесуточный дебит жидкости, м ³ /сут	1484
	Накопленный ВНФ, д. ед.	2,48
	Группа неоднородности	2
	Текущая нефтенасыщенность, д. ед.	0,51
	Минерализация пластовой воды, г/л	127
	Техногенное изменение ФЕС (физические)	ГРП отсутствует
Наличие газовой шапки		отсутствует

Участок применения технологии, включающий в себя 5 нагнетательных скважин и 28 реагирующих добывающих скважин башкирского яруса месторождения X, характеризуется удельным технологическим эффектом в размере 1587 т на 1 скважино-операцию. При условии объема закачки рабочего раствора на основе водорастворимого полиакрилата натрия – 740 м³/скв. [20]

1.3 Анализ химических реагентов, применяемых в производстве потокоотклоняющих технологий

Для более эффективного использования ПЗ необходимо тщательно изучать ГФУ и только после этого можно начинать подбор оптимально состава полимера. Целесообразно рассматривать полимер с учётом типовых требований с привязкой к условиям применения, среди которых можно выделить пластовую температуру, приёмистость нагнетательных скважин, обводненность добываемой продукции, степень выработки начальных извлекаемых запасов, проницаемость разрабатываемого объекта на участке.

Полимер должен удовлетворять ряд требования, таких как:

– Значения вязкости полимерного раствора должны варьироваться в интервале от 200 до 500 мПа*с. [21]

Вязкость можно определить лабораторным путём с помощью

специального прибора, называемого вискозиметром. Но также рассчитать теоретически основываясь на модели Хаггинса-МакКаммы. Следуя из этого, можно сказать, что вязкость зависит от концентрации раствора.

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{\eta_{\text{уд}}}{C} = [\eta] + k \cdot [\eta]^2 \cdot C, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{пр}}$ – приведенная вязкость;

$\eta_{\text{уд}}$ – удельная вязкость;

C – концентрация раствора;

$[\eta]$ – характеристическая вязкость;

k – константа Хаггинса, зависящая от природы растворителя не зависящая от молекулярной массы полимера ($k = 0,2 - 0,3$). [22]

– Растворимость не менее 0,1г на 100 мл воды при температуре 25°C. Она определяется величиной молекулярной массы полимера, его химической структурой и свойствами воды. Чем выше молекулярная масса полимера, тем ниже его растворимость. Одной из наиболее распространенных моделей является модель Хаггинса-МакКаммы, которая основывается на предположении, что растворимость полимера зависит от молекулярной массы и концентрации соли в растворе. [22]

– Общепринятой практикой является использование полимеров с фильтрационной способностью не менее 100 мД. [23] Это связано с тем, что в процессе полимерного заводнения высокая фильтрационная способность полимера позволяет снизить гидростатическое давление жидкости в пласте, что в свою очередь повышает эффективность добычи нефти и газа. Существует несколько формул для расчета фильтрующей способности полимеров. Одной из таких формул является формула Козени-Кармана, которая выглядит следующим образом [24]:

$$Q = \frac{\Delta P \cdot \pi \cdot r^4}{8 \cdot \mu \cdot L}, \quad (8)$$

где Q – фильтрационная способность;

ΔP – перепад давления;

r – радиус пор;

μ – вязкость жидкости;

L – длина пористого материала.

Исходя из данной формулы, можно сделать вывод, что фильтрационная способность на прямую зависит от давления, радиуса пор, по которым происходит фильтрация, вязкости фильтруемой жидкости и длины пористого материала (в нашем случае полимера).

– Устойчивость к механической, химической, термической и биологической деструкции;

1.3.1 Сшитые полимерные системы

Сшитые полимерные системы – это гидрогели на основе водорастворимых полимеров, в частности полиакриламида, с целью увеличения охвата пласта заводнением. Данный способ эффективно применять при снижении добыче нефти и росте обводнённости, что характерно для третьей стадии разработки. В раствор полимера добавляют незначительное количество реагентов-сшивателей, после чего в результате химической реакции происходит сшивка макромолекул полимера в его водном растворе, а также образование геля. Вязкость раствора увеличивается на стадии сшивания. В качестве сшивателей чаще всего используют ацетат хрома или цитрат алюминия.

Сшитые полимеры способны глубоко проникать в пласт, за счет использования медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель». Благодаря этому, глубоко проникающий сшитый полимерный, способствует эффективному регулированию фильтрационных потоков. [25] СПС обладает достаточно высокой кажущейся вязкостью, а также вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, что и обеспечивает их эффективное применение по сравнению с остальными составами.

Применение сшитых полимерных систем для увеличения нефтеотдачи пластов позволяет выделить следующие особенности и параметры их применения:

– *Пластовая температура.* Для полимерных составов этот показатель является одним из наиболее важных, т.к. использование таких составов в большинстве случаев возможно только при температуре менее 75–80 °С. Это обусловлено ограниченной термостабильностью полимерных составов. При более высокой температуре СПС, как правило, быстро разрушаются, при этом эффективность и время их технологического воздействия на пласт резко снижаются.

– *Приемистость нагнетательных скважин, выбранных для воздействия.* Полимерные составы могут быть использованы для воздействия на пласты с приемистостью приблизительно равной 400 м³/сут. Это обусловлено необходимостью сохранения выбранной концентрации полимера в закачиваемом растворе и, как следствие, поддержания на определенном уровне необходимой в данных условиях вязкости.

– *Обводненность добываемой продукции.* Полимерные составы могут быть использованы при значениях обводненности добываемой продукции в интервале 70–80 %. Такие значения обводненности характеризуют участок пласта как зону средней и пониженной нефтенасыщенности, где «мягкое» регулирование фильтрационных потоков может быть наиболее эффективным вариантом воздействия на пласт.

– *Степень выработки начальных извлекаемых запасов.* Для использования СПС выработка запасов на участке не должна превышать 90 % от НИЗ, предпочтительно ≤ 60 %.

– *Проницаемость разрабатываемого объекта на участке.* Полимерные составы, включая сшитые полимерные системы, предпочтительно использовать при проницаемости объекта (50 – 800) · 10⁻³мкм², оптимально в области (150 – 250) · 10⁻³мкм². [26]

На Приобском месторождении был применён модернизированный СПС (МСПС) с термостабильным полимером. 28 скважин были обработаны МСПС. В результате закачки состава в пласт удалось дополнительно добыть 62,4 тыс. т нефти. Данным составом были обработаны 43 скважины. Объем дополнительно добытой нефти составил 95,3 тыс. т. Удельный технологический эффект при этом составил 2,2 тыс. т нефти на скважино-обработку. [27]

1.3.2 Полимер-дисперсный состав

Полимер-дисперсный состав состоит из полимерного раствора (ПАА) и суспензии минеральных частиц (глин). Воздействие на пласт основано на снижении проницаемости обводненного пласта за счет образования устойчивой к размыву массы под флокулирующим действием ПАА. [28]

При закачке ПДС в пласт движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины и породы пласта, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. При этом с одной стороны ограничивается проникновение частиц глины в мелкие поры, а с другой - происходит прочное удержание дисперсных частиц во взвешенном состоянии, способствующем флокуляции. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью пород, создавая тем самым объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. В результате образования ПДС в высокопроницаемом обводненном пропластке происходит уменьшение подвижности жидкости, и закачиваемая вода вынуждена двигаться по менее проницаемым прослоям, более эффективно вытесняя остаточную нефть. [29]

Со временем ПДС модифицировали (МПДС). МПДС обладает структурно-механическими свойствами и состоит из полимера, сшивающего

агента (АМГ) и глинистых частиц. Благодаря этому свойству можно добыть нефть из неоднородных пластов с большими промытыми зонами.

Закачку осуществляют последовательным чередованием оторочки ПАА и глинистой суспензии. Также одновременно закачивают сшивающий агент. В частицы глины и полимера внедряется АМГ. Частицы глинистой суспензии вступают во взаимодействие с ПАА.

Применение полимер-дисперсных составов для увеличения нефтеотдачи пластов позволяет выделить следующие особенности и параметры их применения:

– *Пластовая температура.* Для полимер-дисперсных составов и их аналогов данный показатель не является определяющим, т.к. основной рабочий компонент этих составов – это дисперсный наполнитель, на который температура в большинстве случаев не оказывает влияния.

– *Приемистость нагнетательных скважин,* выбранных для воздействия. Этот показатель наиболее важен при выборе и использовании дисперсных составов, т.к. чем выше приемистость скважины, тем меньше вероятность колюматации ПЗП скважины и больше возможностей для эффективного выравнивания профиля приемистости и в целом воздействия на пласт. При средних и повышенных значениях приемистости 250–750 м³/сут характер и интенсивность воздействия на пласт могут регулироваться концентрацией дисперсных частиц в составе. При высоких и аномально высоких приемистостях скважин 800–2000 м³/сут могут использоваться комбинации разных дисперсных наполнителей с различным размером частиц, включая наиболее крупные, например резиновую крошку, некоторые марки древесной муки, лигнин, что позволяет воздействовать на зоны пласта разной удаленности от ствола скважины и различной степени выработки.

– *Обводненность добываемой продукции.* Композиции типа ПДС и их аналоги следует использовать при высоких значениях обводненности

добываемой продукции: от 70 до 98 %, можно даже и выше при наличии остаточных извлекаемых запасов.

– *Степень выработки начальных извлекаемых запасов.* Верхний уровень этого показателя для технологий закачки полимер-дисперсных систем строго не лимитирован. Однако, с учетом обеспечения рентабельности проводимых мероприятий закачку ПДС следует проводить при выработке запасов не более 95 % от НИЗ: в целом в интервале 50–95 %, предпочтительно, на уровне 80 %.

– *Проницаемость разрабатываемого объекта на участке.* Дисперсные составы используются на коллекторах от средней до высокой проницаемости $(70 - 2000) \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ и более, оптимально в интервале $(200 - 500) \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$, что связано с ограниченной глубиной проникновения механических частиц в пористую среду пласта. [26]

Полимер-дисперсный состав обладает не только водоизоляционными свойствами, но и глубиной проникновения в пласт. Это особенно важно на поздних стадиях разработки нефтяного месторождения, когда в продуктивном пласте образуются большие промытые зоны и дальнейшее повышение нефтеотдачи пласта возможно только путем снижения проницаемости промытых зон, причем не только в призабойных зонах скважин, но и в удаленных от скважин зонах. Механизм водоизолирующего воздействия полимерно-дисперсными составами на промытые зоны пласта заключается в том, что закаченный ПДС заполняет наиболее высокопроницаемые обводненные участки пласта. При этом часть макромолекул полимера адсорбируется на стенках пор. Твердые частицы глинистой суспензии благодаря флокулирующим свойствам полимера связываются между собой и с породой пласта. Таким образом в пластовых условиях образуется стойкая к размыву полимерно-дисперсная система, препятствующая фильтрации воды. [31]

Метод МПДС был использован на Хохряковском месторождении.

Закачивали водный раствор ПАА со специальным сшивателем АМГ и глинистой суспензии. Благодаря методу произошло перераспределение фильтрационных потоков, увеличился охват заводнения и снизилась обводненность продукции. Закачав 600-3000 м³ реагента, технологический эффект составил 1583 т на скважино-операцию. Действие МПДС продолжалось на протяжении 6-7 месяцев, после чего необходимо было снова обработать пласт с учетом остаточной нефтенасыщенности.[29]

1.3.3 Полимерно-гелевая система

Полимерно-гелевая система представляется собой однокомпонентную гелевую систему, в основание которой входит ПАА. Данная система обладает стабильностью к высокой минерализации, к механической деструкции и термоокислительной устойчивостью.

ПГС обладает маленькими размерами частиц. За счет этого система может проникать в глубь пласта, тем самым увеличивая охват заводнением. Так же ПГС обладает высокой термостабильностью и солестойкостью, что позволяет увеличить время эффективности применения данного состава.

Применение полимерно-гелевых систем для увеличения нефтеотдачи пластов соответствует тем же особенностям и параметрам применения, что и сшитые полимерные системы. За исключением проницаемости эксплуатируемого объекта на участке. Так как полимер-гелевые системы, образующиеся из водонабухающих полимеров, могут использоваться при более высоких проницаемостях – $(250 - 500) \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, в т.ч. в порово-трещиноватых и трещинных коллекторах. [26]

На Комсомольском месторождении была использована технология ПГС. Применялась технология на трех нагнетательных скважинах и за год удалось добыть дополнительно 6 тыс. т нефти.[32]

1.3.4 Биополимеры

Бурное развитие биотехнологии привело к возможности использования в нефтяной промышленности биополимеров, которые являются

полисахаридами. Биополимеры бывают как растительного, так и микробного происхождения.[33]

Биополимеры обладают способностью изменять реологические свойства водных систем, при малых концентрациях. Они повышаются вязкость и образуют гели.

Биополимеры обладают рядом преимуществ по сравнению с синтетическими полимерами, одно из которых безопасность для человека и окружающей среды. Биополимеры устойчивы при температурах до 100-120 °С, а некоторые представители даже до 150 °С. Так же их можно применять как в кислых, так и в щелочных средах.[33]

Важным свойством биополимеров является устойчивость к механической и химической деструкции. Однако биополимеры восприимчивы к биологической деструкции, что препятствует эффективному использованию.

Особенности и параметры применения биополимеров соответствуют данным приведенным для полимер-дисперсных составов. [26]

Существует несколько видов биополимеров: «Ксанат», продукт БП-92, «Симусан» и другие. Продукт БП-92 является результатом процесса жизнедеятельности микроорганизмов и представляется собой полисахарид.[33]

Продукт БП-92 широко применяется на месторождениях Западной Сибири. Например, на Покамасовском месторождении удалось дополнительно добыть 8,8 тыс. т нефти. Эффективность от применяемой технологии проявляется спустя 1-3 месяца после закачки полимера в пласт. Обводненность пласта снижается, а добыча увеличивается. Средний технологический эффект от применения данного состава составил более 500 т на скважино-операцию.

1.3.5 Простой эфир целлюлозы

Совместно с полимером можно использовать простой эфир целлюлозы (ПЭЦ). Данный состав можно использовать как на ранней, так и на поздней стадии разработки. Если на ранней стадии использовать полимер с ПЭЦ без

сшивателя, то вода будет загущаться, но без образования геля. За счет снижения подвижности вытесняющего агента будет происходить выравнивания фронта вытеснения, а следовательно, и увеличение охвата пласта заводнением.

В качестве ПЭЦ используют:

- Карбоксиметилцеллюлоза;
- Метилцеллюлоза;
- Этилцеллюлоза;
- Оксиэтилцеллюлоза и т.д.

На поздней стадии, когда наблюдается высокая обводненность продукции, используют в качестве сшивателей поливалентные металлы (хром, марганец, железо). В результате добавления металла образуется гель, который блокирует поступление воды в промытые зоны, а следовательно вытесняющий агент направляется в ранее не охваченные заводнением зоны.

Особенности и параметры применения биополимеров соответствуют данным, приведенным для полимерно-гелевых систем. [26]

Данный состав, композиция «МЕТКА», был применен на Покачевском месторождении, компанией ООО «Лукойл-Западная Сибирь». Было проведено 46 скважино-операций. Дополнительно за счет применения данной технологии удалось добыть 75,4 тыс. т нефти. Удельный эффект составил 1093 т на скважино-операцию. В результате применения композиции «МЕТКА» удалось снизить обводненность, выронить профиль приемистости и увеличить дебит нефти.[34]

1.3.6 Полимерный раствор с добавлением щелочей и ПАВ

Данный состав закачивается двумя оторочками. Первой оторочкой идет ПАВ и щелочь. ПАВ способствует мобилизации остаточной нефти за счет снижения поверхностного натяжения на границе нефть-вода, увеличения гидрофильности породы и снижения капиллярного давления в резервуаре. Так же в пласте поддерживается непрерывное сверхнизкое поверхностное

натяжение и освобождение захваченной нефти.[35] Это происходит за счет взаимодействия щелочи и кислотных компонентов сырой нефти, в результате чего образуется дополнительные ПАВ в пласте. Второй оторочкой закачивается полимер, чтобы увеличить отношение подвижности нефти и закаченного раствора. При этом увеличивается коэффициент охвата пласта заводнением.

Особенности и величины основных параметров применения полимерного заводнения для увеличения нефтеотдачи.

– *Пластовая температура.* Для эмульсионных составов этот показатель является определяющим, т.к. использование эмульсий в большинстве случаев возможно только при температуре < 75 °С.

– *Приемистость нагнетательных скважин, выбранных для воздействия.* Применение эмульсионных составов наиболее эффективно при воздействии на пласты с относительно низкой и средней приемистостью (150–300 м³/сут), когда коллектор еще сохраняет достаточно высокую нефтенасыщенность.

– *Обводненность добываемой продукции.* Эмульсионные составы могут быть использованы в широком диапазоне значений обводненности добываемой продукции (от 10 до 90 %), предпочтительно в интервале 50-70 %.

– *Степень выработки начальных извлекаемых запасов.* Для использования ЭС выработка на участке не должна превышать 80 % от начальных извлекаемых запасов, предпочтительно до 50 %. При низкой выработке запасов эмульсионные составы целесообразно использовать в случае высокой обводненности добываемой продукции, низкой приемистости нагнетательных скважин и низком дебите добывающих скважин.

– *Проницаемость разрабатываемого объекта на участке.* Эмульсионные составы предпочтительно использовать при проницаемости объекта $(50 - 500) \cdot 10^{-3}$ мкм². При таких значениях проницаемости ЭС могут фильтроваться в пласт, в определенной степени сохраняя свои

технологические параметры – вязкость, стабильность, нефтewытесняющие и потокоотклоняющие свойства. [26]

Данный вид заводнения применялся на Западно-Салымском месторождении. Для реализации пилотного проекта было построено 7 скважин, добыто 3 тыс. т дополнительной нефти. Применение данной технологии позволит увеличить КИН на 10% по месторождению со схожими геологическими условиями. [35]

возможность закачки их растворов в пласт в большом объеме. Наиболее оптимальные составы и концентрации полимерных растворов рекомендуются к использованию в фильтрационных испытаниях с использованием кернов.

Один из способов испытания стабильности полимерных растворов заключается в выдержке приготовленного полимерного раствора с рекомендованными концентрациями в статических условиях (без перемешивания) при комнатной температуре и атмосферном давлении в герметичных сосудах. Через определенные промежутки времени (в течение 1 года) пробы полимерного раствора отбираются и анализируются. Анализ проводится по следующим показателям:

- динамическая вязкость раствора полимера;
- концентрация полимера в растворе;
- качественный состав раствора полимера.

Все три показателя сравниваются с исходными данными (с показателями свежеприготовленного полимерного раствора). Кроме того, в процессе выдержки полимерного раствора отбираются пробы для контроля за физико-химическими характеристиками самой воды, использовавшейся для приготовления полимерного раствора: содержанием кислорода, мехпримесей, рН, содержанием растворенного железа и сероводорода. Таким образом, при изменении показателей полимерного раствора во времени можно будет определить, какие факторы влияют в большей степени.

Коэффициент окислительной деструкции ($K_{\text{дестр.}}$) полимерного раствора рассчитывается по формуле [36]:

$$K_{\text{дестр.}} = \frac{(C_{\text{исх}} - C_{\text{дестр.}})}{C_{\text{исх}}} \cdot 100\% \quad (9)$$

где $C_{\text{исх}}$ – концентрация исходного полимерного раствора, %;

$C_{\text{дестр.}}$ – концентрация полимерного раствора после исследований, %.

Исследования на статическую адсорбцию проводятся на дезинтегрированном керне участка исследуемого объекта. Отобранные образцы породы измельчаются, промываются водой системы ППД до тех пор,

пока состав воды не останется постоянным, и высушиваются. Подготовленная таким образом порода помещается в контейнер, в который затем добавляется полимерный раствор. Контейнеры герметизируются и хранятся при пластовой температуре в течение 2 дней, при этом обеспечивается периодическое перемешивание для поддержания оптимального контакта между полимерным раствором и измельченными образцами породы. По окончании исследований полимерный раствор отделяется и определяется остаточное содержание полимера в фильтрате.

Адсорбцию полимерного раствора рассчитывают с помощью следующего уравнения [36]:

$$A = \frac{W_e \cdot (C_i - C_f)}{W_s} \quad (10)$$

где A – адсорбция полимера, мг/г твердого вещества;

W_s – вес сухого твердого вещества, г;

W_e – вес раствора полимера, г;

C_i – исходная концентрация полимера, %;

C_f – окончательная концентрация полимера, %.

Фильтрационные испытания полимерного состава на керновых моделях

Исследования проводятся с различными фильтрационно-емкостными свойствами для установления предельного значения ФЕС применимости технологии полимерного заводнения. В процессе фильтрационных испытаний регистрируются следующие параметры: динамика давления закачки полимерного состава при различных скоростях, реологические свойства полимерного состава до и после прокачки через керн; динамика давления в процессе фильтрации пластовых флюидов. На основании полученных результатов оцениваются: давление закачки полимера, подвижность, фактор сопротивления, довытесняющая способность полимера по отношению к агенту закачки действующей системы ППД. Фильтрационные испытания полимерного раствора выполняются с использованием реального кернового

материала исследуемого объекта с остаточной нефтенасыщенностью согласно ОСТ 39-195-86 [37].

Фильтрационные исследования проводятся в несколько этапов:

1) экспресс-исследования на одиночных керновых образцах или составных керновых моделях с определением адсорбции и деструкции полимера при фильтрации через поровое пространство;

2) детальные исследования на двухслойных разно- проницаемых керновых моделях по оценке эффективности технологии полимерного заводнения в условиях неоднородного пласта.

Экспресс-исследования

При проведении экспресс-исследований в направлении скважина–пласт производится закачка полимерного раствора в различные по проницаемости керновые образцы. Исследования по закачке полимера проводят на нескольких скоростях, соответствующих скоростям фильтрации в поровом пространстве, но не менее чем на двух: минимальная скорость определяется линейной скоростью фильтрации в межскважинном пространстве, максимальная определяется скоростью фильтрации в прискважинной зоне пласта. Закачку полимера осуществляют до стабилизации перепада давления, но в количестве не менее трех объемов пор модели. На противоположном закачке торце керна собирают фильтрат полимера порциями, равными объему порового пространства керновой модели, или в объеме, достаточном для оценки динамической адсорбции и механической деструкции полимера. Также для получения исходных характеристик отбирается проба полимера того же приготовления, не подверженная фильтрации. В процессе фильтрации полимерного раствора фиксируется объем вытесненной нефти и рассчитываются изменения коэффициентов вытеснения и остаточной нефтенасыщенности. Для определения оптимальной концентрации полимера, используемого в качестве вытесняющего агента, рассчитывается соотношение подвижности нефти и полимерного раствора (M) для каждой концентрации по формуле (11) [36]:

$$M = \frac{\lambda_n}{\lambda_{в.а.}} = \frac{q_n \cdot \Delta P_{в.а.}}{q_{в.а.} \cdot \Delta P_n} \quad (11)$$

где λ_n – подвижность нефти, мкм²/мПа·с;

$\lambda_{в.а.}$ – подвижность вытесняющего флюида, мкм²/мПа·с;

q_n – расход при определении проницаемости по нефти, см³/мин;

$q_{в.а.}$ – расход при прокачке вытесняющего агента (полимерный состав), см³/мин;

ΔP_n – установившийся перепад давления при определении проницаемости по нефти, кПа;

$\Delta P_{в.а.}$ – установившийся перепад давления при фильтрации вытесняющего агента (полимерный состав) с расходом $q_{в.а.}$, кПа.

Оптимальная концентрация полимерного раствора определяется по соотношению подвижностей $M \leq 1$.

С целью изучения степени изменений свойств полимерных растворов при прохождении через поровое пространство коллектора исследованиям подвергаются пробы полимерного раствора, отобранные на выходе из ядерной модели при проведении фильтрационных испытаний. Полученные результаты сравниваются со свойствами пробы полимерного раствора того же приготовления, не подверженной фильтрации. Оценивается общее значение динамической адсорбции и механической деструкции полимерных растворов по изменению вязкости и концентрации составов.

С целью изучения степени изменения проницаемости коллектора после закачки полимерного раствора на ядерной модели в направлении скважина–пласт осуществляется фильтрация воды системы ППД с последующим определением коэффициента проницаемости по воде; рассчитывается остаточный фактор сопротивления по воде системы ППД по формуле (12) [36]:

$$RRF_w = \frac{k_1/\mu}{k_2/\mu} \quad (12)$$

где k_1 – фазовая проницаемость по воде системы ППД при остаточной нефтенасыщенности до закачки полимерного раствора, мД;

k_2 – фазовая проницаемость по воде системы ППД при остаточной нефтенасыщенности после закачки полимерного раствора, мД;

μ – вязкость воды системы ППД, мПа·с.

Детальные исследования

На этапе детальных исследований моделируется промышленный эксперимент по закачке оторочки полимерного раствора в двухслойные разнопроницаемые керновые модели с целью оценки эффективности технологии в условиях неоднородного пласта. Оценивается изменение коэффициента охвата, коэффициента вытеснения и остаточного фактора сопротивления по вытесняющему агенту.

Таким образом, разработанный комплекс лабораторных исследований позволяет изучить физико-химические характеристики полимеров и их растворов, определить оптимальные концентрации полимеров в растворе для конкретных геолого-физических условий выбранных объектов, установить эффективность разработанных полимерных составов в виде снижения подвижности вытесняющего агента, роста коэффициентов вытеснения нефти и охвата заводнением.

Совместимость полимера с водой

После лабораторных испытаний физико-химических свойств полимера, которые характеризуют его поведение в пласте. Необходимо провести анализ совместимости выбранного типа полимера и закачиваемого агента (в нашем случае – это вода).

Приготовление полимерных растворов в сильноминерализованной воде (например, пластовой) приводит к резкому снижению вязкости и ухудшению фильтрационных характеристик. Растворение полимеров иногда сопровождается появлением осадка, поэтому в каждом конкретном случае необходимо экспериментально проверить совместимость полимера с водой.

Возможны две причины выпадения осадка. Первая из них связана с высаливанием в результате взаимодействия с катионами поливалентных металлов. Этот процесс сильно зависит от степени гидролиза полимера. В

случае, когда степень гидролиза более 40%, вероятность осаждения полимера сильно возрастает. Поэтому степень гидролиза не должна быть выше 30%.

Второй причиной является наличие в технических продуктах некоторых примесей, дающих осадки при взаимодействии с солями щелочноземельных металлов, которые обычно присутствуют в пластовых водах. Высокодисперсные осадки образующихся гидроокисей щелочноземельных металлов сорбируют на себе полимер, снижая его концентрацию в растворе.

Определение совместимости полимера с водой, идущей на приготовление его раствора, осуществляется в следующем порядке [38]:

- Готовится 2%-ный раствор полимера на дистиллированной воде.
- К 50 мл технической воды добавляют 2 мл раствора полимера, интенсивно перемешивая.

В случае появления осадка операцию повторяют, последовательно разбавляя техническую воду дистиллированной, тем самым уменьшая содержание технической воды, пока не прекратится появление осадка.

Таким образом определяется степень разбавления технической воды пресной, при которой приготовление раствора полимера не сопровождается появлением осадка. В случае ограниченных ресурсов пресной воды необходимо подобрать полимер с меньшей степенью гидролиза.

При отсутствии полимера с требуемой степенью гидролиза можно провести подкисление раствора соляной кислотой при условии закачки растворов в терригенные коллекторы. Перевод части карбоксильных групп из солевой формы в кислую приводит к: стабилизации полимера. Однако нельзя допускать сильного снижения рН (менее 6), так как полный перевод полимера в кислую форму вновь приводит к нестабильности, кроме того, при $\text{pH} < 6$ сильно возрастает адсорбция полимера. Положительный эффект подкисления обусловлен также переводом нерастворимых гидроокисей и карбонатов в растворимые соли.

Выбор участка

Первым этапом на пути выбора участка для применения потокоотклоняющей технологии является изучение всего пласта.

При решении вопроса о возможности применения полимерного заводнения для конкретного пласта необходимо:

- отметить пласты, имеющие слабый коэффициент охвата из-за высокой вязкости нефти и/или большой неоднородности;
- определить, являются ли подходящими все условия для выполнения полимерного заводнения.

Полимерное заводнение применяется как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах. Рассмотрение закачки в карбонаты требует хорошей изученности пласта и основательных лабораторных исследований для подбора наиболее эффективной нефтехимии. В рамках данной работы из числа пород-коллекторов будут рассмотрены только песчаники, однако основные скрининговые параметры относятся и к карбонатам.

Итак, проведение полимерного заводнения на конкретном месторождении целесообразно при наличии следующих факторов, ранжированных по уровню значимости [39]:

- литология: песчаник (или карбонат);
- текущая нефтенасыщенность: должна быть выше остаточной нефтенасыщенности;
- отсутствие значительных трещин;
- температура пласта: ниже 140 °С;
- проницаемость: выше $10 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$;
- вязкость нефти в пласте $< 10 \text{ Па} \cdot \text{с}$;
- газовая шапка: наличие нежелательно;
- водоносный горизонт: наличие подошвенной воды нежелательно;
- участок заводнения: ограниченный, небольшое расстояние между скважинами.

Если рассмотренные пласты отвечают этим критериям, есть высокая вероятность, что полимерное заводнение будет технически эффективно.

После выбора участка пласта, удовлетворяющего перечисленным выше требованиям, необходимо провести экспериментальную закачку для установления соответствия между теоретическими расчетами и фактическими показателями.

Экспериментальная либо пилотная закачка позволяет испытать эффективность технологии полимерного заводнения на небольшом участке с наименьшими затратами перед внедрением на более обширные участки либо на всё месторождение. Выбор наиболее подходящего участка для экспериментальной закачки основан на двух основных параметрах:

- определение участка, на который проецируется весь коллектор;
- минимизация времени отклика.

Последний пункт необходим для получения необходимой информации для принятия решения о расширении проекта на всё месторождение. Время отклика зависит от многих факторов, включая расстояние, толщину пласта, скорость закачки, историю производства и т. д.

Как правило, общие принципы, следующие:

1) выбор изолированного участка, в котором можно выделить и изолировать добычу нефти от закачки полимера. Для вертикальных скважин – пятиточечная сетка с центральной добычной скважиной, для горизонтальных скважин – 2 нагнетательные скважины с 1 добычной;

2) оптимизация интервала для получения максимальной эффективности. Для вертикальных скважин предпочтительным является расстояние 100–150 м. Для горизонтальных максимальная длина 1 км и расстояние 100 м являются подходящим вариантом. При меньшем расстоянии ранний прорыв может повлиять на эффективность;

3) проверка гидродинамической связи между скважинами (трассерные исследования, испытания под давлением, история добычи и пр.);

4) если пласт многослойный, провести изоляцию зону для закачки;
5) выбор зоны, удаленной от водонефтяного контакта. Если это невозможно, изучите возможность изоляции зоны;

б) проверка состояния и чистоты скважины. Для обсаженных вертикальных скважин требуется минимум 12 перфорационных отверстий на 1 фут (30,48 см), чтобы свести к минимуму сдвиг. До начала закачки можно провести кислотную очистку скважины. [39]

2.1.2 Технологический процесс

Технологический процесс применения потокоотклоняющей технологии рассмотрим на примере использования полимера УНИФЛОК.

Технология совмещает положительные свойства осадкообразующих методов регулирования профилей приемистости и полимерного заводнения.

Физико-химический смысл технологии состоит в следующем: при взаимодействии УНИФЛОКА с ионами Ca^{++} или Mg^{++} , присутствующими в пластовой воде, образуются нерастворимые осадки солей Ca или Mg, полиакриловой кислоты; при этом за счет большой длины линейных молекул полимера УНИФЛОКА резко падает текучесть системы до превращения ее в гелеобразное состояние. Взаимодействие с водой обеспечивает резкое набухание полимера. За счет этого в пласте происходит заполнение каверн, трещин, промытых зон образовавшимся гелем. Дальнейшее набухание геля ведет к созданию остаточного фактора сопротивления для последующей фильтрации воды.

Для проведения технологического процесса необходимы следующие материалы [40]:

- расчетное количество полимера,
- расчетное количество безводной нефти или другой углеводородной безводной жидкости,
- продавочная минерализованная жидкость.

Цикл закачки включает в себя последовательную закачку в скважину

следующих компонентов:

- безводная нефть в объеме 2 – 4 м³ в зависимости от приемистости скважины в качестве буфера;
- предварительно перемешанная в осреднительной емкости до однородной массы смесь полимера и безводной нефти. Отношение полимера к углеводородной жидкости для качественного перемешивания в осреднительной емкости должно быть расчетным;
- безводная нефть в объеме 2 м³ в качестве буфера.

Процесс закачки композиции ведется при постоянном контроле давления закачки, определяемому по манометру насосного агрегата.

После окончания процесса закачки композиция продавливается в пласт продавочной жидкостью – сеноманской водой в объеме, равном объему НКТ плюс 20 м³ [40].

Скважина закрывается и оставляется на реакцию, дальнейшие работы должны производиться не ранее чем через 48 часов.

После вывода скважины на режим проводят комплекс стандартных геофизических исследований.

Технические средства

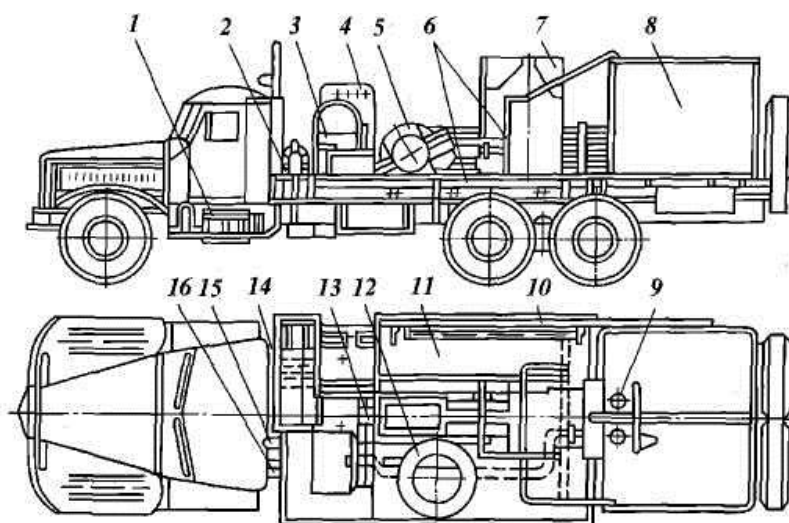
Технические средства, необходимые для осуществления технологии:

- насосный агрегат типа ЦА-320;
- автоцистерна типа АЦН;
- промежуточная емкость.

Агрегат цементирующий ЦА-320М предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин, а также при проведении других промывно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Оборудование агрегата позволяет готовить цементные и другие растворы непосредственно у устья скважины и закачивать их под давлением в скважину. Наличие у агрегата полного комплекта оборудования для приготовления, подачи к скважине и закачке жидкости позволяет

использовать его на необустроенных промыслах [41].

Агрегат ЦА-320М производится на шасси автомобилей Урал-4320, Камаз 43118-50, КрАЗ-65053. Общий вид агрегата показан на рисунке 4.



1 – шасси автомобиля; 2 – коробка отбора мощности; 3 – насос водоподающий ЦНС38; 4 – двигатель ГАЗ-51А; 5 – двухцилиндровый цементировочный поршневый насос 9Т; 6 – манифольд агрегата; 7 – защитный кожух насоса; 8 – мерный бак; 9 – донные клапаны; 10 – гибкий металлический шланг; 11 – платформа агрегата; 12 – цементомешалки; 13 – карданный вал; 14 – шарнирные колена; 15 – фара и электрооборудование; 16 – выхлопная труба.

Рисунок 4 – Цементировочный агрегат ЦА-320М

На раме шасси установлены две рамы, на которых смонтировано следующее оборудование агрегата:

- цементировочный насос (5);
- блок водоподающий, состоящий из водоподающего насоса (3) и силовой установки с двигателем ЗМЗ-511 (ГАЗ-53) (4);
- мерный бак (8);
- трубы и шарнирные колена 14 разборного трубопровода;
- защитный кожух (7) насоса 9Т;
- выхлопная труба (16) двигателя автомобиля, выведенная вверх и снабженная искрогасителем и кожухом для защиты обслуживающего персонала от ожогов.

Привод цементирующего насоса осуществляется от двигателя автомобиля через коробку дополнительного отбора мощности и редуктора. Редуктор соединен с коробкой дополнительного отбора мощности карданным валом 13, а насос в свою очередь соединен карданным валом с редуктором.

Агрегат снабжен следующим дополнительным оборудованием: четырехдюймовым всасывающим шлангом (10) для забора цементирующим насосом цементного раствора из цементного бачка или кислотного раствора на прицепе; двумя двухдюймовыми шлангами, один из которых монтируется для подачи жидкости от водяного насоса в цементосмеситель, а второй - для набора воды в мерный бак; бачком с ситом для приема цементного раствора из цементосмесителя.

В качестве водоподающего насоса применён многоступенчатый центробежный секционный насос ЦНС 38-154, предназначенный для подачи воды в цементосмеситель при затворении цементного раствора или приготовления кислотного раствора. Насос оборудован системой продувки выхлопными газами двигателя для удаления жидкости из насоса после окончания работы при минусовых температурах и прогрева насоса.

Для обеспечения работы насоса во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными втулками и поршнями трех типоразмеров. Напорная линия насоса высокого давления оборудована предохранительным клапаном. Для соединения напорной линии с устьем скважины предусмотрен разборный вспомогательный трубопровод высокого давления с шарнирными коленами. Напорный коллектор насоса высокого давления оборудован линией, служащей для проверки работы насоса до начала операции и сброса давления в напорной линии после операции. Предусмотрен сброс жидкости в мерный бак.

Техника безопасности:

- во время производства агрегат обслуживается двумя специалистами: машинист и оператор;
- перед включением насоса подается звуковой сигнал и начинается работа с низшей передачи;
- перед началом работ все манифольды и выкидные линии должны быть опрессованы на полторократное давление;
- вокруг агрегата и манифольдов устанавливаются флажки и ограждения.

Для доставки реагента на устье скважины используют стальные герметичные передвижные ёмкости или нефтевозы любой марки.

АЦН является специализированной машиной, смонтированной на шасси Урал-4320, Камаз 43118. Представляет собой транспортное средство, предназначенное для транспортирования жидких сред с температурой до плюс 80 °С, плотностью от 0,85 т/м³ до 1,4 т/м³ и подачи их к передвижным насосным и смесительным установкам при проведении гидроразрыва пласта, цементирования скважин и других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Комплектуется цистернами объёмом от 10 до 20 м³. [42]



Рисунок 5 – Схема нефтепромысловой автоцистерны

2.2 Расчет технологической операции

В данном разделе будет предложена методика расчета некоторых показателей полимера и его деструкции. Для оптимальной концентрации полимера необходимо рассчитать соотношение подвижности воды и нефти по формуле (13). Коэффициент подвижности считается благоприятным, когда значение данного показателя стремится к 1.

$$M = \frac{\lambda_H}{\lambda_B} = \frac{\mu_H/k_H}{\mu_B/k_B} \quad (13)$$

где λ_H – подвижность нефти;

μ_H – вязкость нефти, мПа·с;

k_H – эффективная проницаемость нефти, мкм²;

λ_B – подвижность воды;

μ_B – вязкость воды, мПа·с;

k_B – эффективная проницаемость воды, мкм².

Если неоднородный пласт с перекрестным потоком между слоями, то расчет по закону Дарси демонстрирует, что идеальную вязкость полимера можно найти из формулы (14):

$$\mu_{\text{полимера}} = \mu_B \cdot M \cdot \frac{k_{\text{выс}}}{k_{\text{низ}}} \quad (14)$$

где μ_B – вязкость воды, мПа·с;

$k_{\text{выс}}$ – более высокий коэффициент проницаемости для смежных слоев, мкм²;

$k_{\text{низ}}$ – более низкий коэффициент проницаемости для смежных слоев, мкм².

Если перекрестный поток отсутствует, то последним множителем можно пренебречь.

Полимерный состав может содержать несколько компонентов, поэтому массовую долю основного вещества рассчитывают по формуле (15):

$$W = \frac{m_1 - m_2}{m} \cdot 100, [\%] \quad (15)$$

где m_1 – масса бюкса с полимером до высушивания, г;

m_2 – масса бюкса с полимером после высушивания, г;

m – масса навески полимера, г.

Массовая концентрация полимерного раствора рассчитывается по формуле (16):

$$C = \frac{m \cdot W}{V \cdot 100}, [\text{г/дл}] \quad (16)$$

где m – масса навески полимера, г;

W – массовая доля основного вещества в полимере, %;

V – объем хлористого натрия NaCl, взятого для растворения полимера, дл.

С помощью уравнения (17) можно рассчитать адсорбция раствора. Чем больше концентрация раствора, тем больше величина адсорбции.

$$A = \frac{W_e \cdot (C_i - C_f)}{W_s}, [\text{мг/г}] \quad (17)$$

где W_s – масса сухого полимера, г;

W_e – масса раствора полимера, г;

C_i – исходная концентрация полимера, %;

C_f – окончательная концентрация полимера, %.

Характерным свойством для молекул полимера является способность к сорбции большого объёма жидкости. Так равновесную степень набухания, т.е. равновесное водопоглощение, полимеров в г воды на г полимера можно рассчитать по формуле (18):

$$X_1 = \frac{m_1 - m_2}{m}, [\text{г/г}] \quad (18)$$

где m_1 – масса полимера и фильтровальной ткани после контакта с водой, г;

m_2 – масса фильтровальной ткани после контакта с водой, г;

m – масса навески полимера, взятой для измерений, г.

Массовую долю растворимой части полимеров рассчитывают по формуле (19):

$$X_2 = \frac{m_1 \cdot V_\phi}{m \cdot V}, [\%] \quad (19)$$

где m_1 – масса сухого остатка после испарения фильтрата, г;

m – масса навески полимера, взятой на изменение равновесного водопоглощения, г;

V_ϕ – общий объем фильтрата, см^3 ;

V – объем фильтрата, взятый для определения сухого остатка, 100 см^3 .

Степень гидролиза полимера рассчитывается по формуле (20):

$$\alpha = \frac{(V - V_0) \cdot C \cdot 71 \cdot 10^{-3}}{m - (V - V_0) \cdot C \cdot 23 \cdot 10^{-3}} \cdot 100, [\%] \quad (20)$$

где V и V_0 – объемы раствора NaOH, израсходованные на титрование рабочей и холостой пробы соответственно, мл;

m – масса навески полимера, содержащаяся в растворе, взятом на титрование, г;

C – точная молярная концентрация раствора NaOH, моль/л;

71 – молярная масса акриламидного звена, г/моль;

23 – грамм-молекулярная масса натрия, г/моль.

Чтобы проанализировать степень изменения проницаемости коллектора после применения ПЗ на керновой модели в направлении скважина-пласт производят фильтрацию воды. После чего определяют коэффициент проницаемости по воде. Для расчета остаточного фактора сопротивления по воде используют формулу (21):

$$\text{RRF}_w = \frac{k_1 / \mu}{k_2 / \mu} \quad (21)$$

где μ – вязкость воды, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;

k_1 – фазовая проницаемость воды до закачки полимерного раствора при остаточной нефтенасыщенности, мД;

k_2 – фазовая проницаемость воды после закачки полимерного раствора при остаточной нефтенасыщенности, мД.

Как говорилось ранее, полимер используют в качестве вытесняющего агента. Поэтому для оптимальной концентрации полимера пользуются расчетом соотношения подвижности нефти и полимерного раствора для каждой концентрации по формуле (22):

$$M = \frac{\lambda_n}{\lambda_{в.а}} = \frac{q_n \cdot \Delta P_{в.а}}{q_{в.а} \cdot \Delta P_n} \quad (22)$$

где λ_n – подвижность нефти, мкм²/мПа·с;

$\lambda_{в.а}$ – подвижность вытесняющего агента, мкм²/мПа·с;

q_n – расход при определении проницаемости по нефти, см³/мин;

$q_{в.а}$ – расход при прокачке полимерного раствора, см³/мин;

ΔP_n – установившийся перепад давления при определении проницаемости по нефти, кПа;

$\Delta P_{в.а}$ – установившийся перепад давления при фильтрации полимерного раствора, кПа.

Концентрация полимерного раствора определяется по формуле (23):

$$\omega = \frac{m_{в-ва}}{m_{р-ля}} \cdot 100, [\%] \quad (23)$$

где $m_{в-ва}$ – масса растворенного вещества (полимера), г;

$m_{р-ля}$ – масса растворителя (воды), г.

По формуле (24) можно рассчитать коэффициент деструкции полимерного раствора:

$$K_{дестр} = \frac{C_{исх} - C_{дестр}}{C_{исх}} \cdot 100, [\%] \quad (24)$$

где $C_{исх}$ – концентрация исходного полимерного раствора, %;

$C_{дестр}$ – концентрация полимерного раствора после исследований, %.

Для оценки стабильности полимерного раствора необходимо определить коэффициент стабильности по формуле (25):

$$K_c = \frac{\mu}{\mu_0} \quad (25)$$

где μ и μ_0 – динамическая вязкость до и после деструкции, мПа·с.

Также необходимо определить коэффициент скорости деструкции по формуле (26):

$$K_t = \frac{\mu_0 - \mu}{\mu_0 \cdot t}, [\text{ч}^{-1}] \quad (26)$$

где μ и μ_0 – динамическая вязкость до и после деструкции, мПа·с;

t – время деструкции, ч.

Оптимальная концентрация полимера определяется следующими критериями:

1. Соотношение подвижности $M \leq 1$;
2. Минимальное значение адсорбции и деструкции полимера.

3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ДЛЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Полимерное заводнение зарекомендовало себя как одно из эффективных методов увеличения нефтеотдачи. Технология позволяет увеличивать охват пласта заводнением, путем дренирования ранее не затрагиваемых участков пласта (как правило низкопроницаемые коллектора). Основные параметры, влияющие на эффективность проведения полимерного заводнения: приемистость, минерализованность, температура, дебит.

Проведение технологии начинается с анализа геологических характеристик, выбранных для заводнения участков пласта. Далее подбирают наиболее подходящий полимерный состав и среду для растворения (как правило воду). На следующей стадии готовят полимерный раствор, который также в дальнейшем подвергается анализу. На заключающей стадии проводят закачку вытесняющего реагента в пласт с целью полевых испытаний.

Для достижения наибольшей эффективности важен комплексный подход к применению полимерного заводнения. Необходимо тщательно изучить геолого-физические условия, в которых будет применена технология. Важнейшими характеристиками, на которые стоит опираться перед применением технологии это приемистость от 0,01 до 2 мкм², температура пласта до 120 °С, а также небольшие значения минерализации воды (менее 270 мг/л). Также немаловажную роль играет вязкость нефти – чем выше вязкость нефти в пластовых условиях, тем более эффективно будет воздействие на пласт. В карбонатных коллекторах применение полимерного заводнения осложнено наличием в коллекторе ионов кальция Ca²⁺ и магния Mg²⁺. Ионы способны вступать в реакцию с полимерами, в результате чего будет происходить осаждение полимера на поверхности породы.

Так же важно, чтобы месторождение имело не менее 20% остаточной нефтенасыщенности, т. к. технология имеет большие затраты на технологическую часть и на закупку химических реагентов (материальная

часть), то для рентабельности метода важно иметь большие прибыли, которые напрямую зависят от количества дополнительно добытой нефти.

При производстве полимеров, наиболее эффективными технологиями являются методы, базирующиеся на реакции сополярзации. Рекомендуемая концентрация полимера в растворе 0,1-0,18% масс. При подготовке воды необходимо поддерживать её качество согласно ОСТ 39-225-88. Важнейшим параметром, влияющий на качество воды – содержание кислорода в воде. При отсутствии кислорода в растворе многократно уменьшается появление химической деструкции, что ведет за собой материальные расходы.

Технологический режим закачки полимерного раствора в пласт играет важную роль. Необходимо доставить полимер до нужного места в пласте и не допустить его разрушения. Оптимальным давлением закачки считается давление равное 20-22 МПа. Система ППД – внутриконтурное заводнение. При обводненности более 80% нецелесообразно применять полимерное заводнение. Использование графика Холла позволяет оценить работу нагнетательной скважины. Метод построения графика основан на использовании данных по нагнетанию агента в пласт через некоторое время после установления режима работы.

Отрицательным процессом, который может сопровождать полимерное заводнение, является деструкция полимера. Важно не допустить преждевременного наступления данного процесса. Для этого необходимо добавлять термические стабилизаторы в полимерный раствор, чтобы не допустить наступления термической деструкции. Для предотвращения химической деструкции необходимо применять высококачественную воду для заводнения, т.е. вода для заводнения должна быть бескислородной или с минимальным содержанием кислорода (менее 0,5 мг/л). Минимизировать риск наступления механической деструкции можно, поддерживая скорость потока жидкости не более 5 м/с. Биологическая деструкция встречается крайне редко. Также этот тип деструкции не оказывает влияния на вязкость раствора.

Технологии полимерного заводнения возможно совмещать с другими технологиями физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и технологиями интенсификации процесса вытеснения – повышения давления нагнетания, применения химических реагентов доотмывающего и растворяющего действия (кислоты, щелочи, растворы поверхностно-активных веществ и их сочетания).

Разнообразие полимерного заводнения, а также месторождений, на которых оно применялось позволяет проанализировать наилучшие условия для его проведения с оценкой его воздействия, опираясь на количество дополнительно добытой нефти.

В таблице 3 отражена эффективность от применения полимерного заводнения с использованием различных составов, ранее описанных в работе, на месторождениях Западной Сибири ОАО «Сургутнефтегаз».

Таблица 3 – Сравнительная таблица эффективности полимерного заводнения на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»

Параметр Тип полимера	Месторождение	Количество скважинно-операций, ед.	Средний технологический эффект, т нефти на 1 скважинно-операцию
Полимер гелеобразующий состав (ПГС)	Восточно-Сургутское	21	408,1
Структурированные системы (СС)	Родниковое	5	182,3
Глиносодержащий полимерный гелеобразующий состав (ППГС)	Западно-Сургутское	1	777,5
Дисперсные гелеобразующие составы (ДГС)	Русскинское	1	501,2
Полимерный гелеобразующий состав (ПГС) + раствор ПАВ	Быстринское	1	1339,1

Как видно из таблицы наиболее часто используемым стало полимерное заводнение на основе гелеобразующего полимерного состава. Данный состав

был применен на Восточно-Сургутском месторождении. ПГС имеет наибольшее число скважино-операций, тем самым наиболее достоверно обоснованное значение эффективности операции относительно других экспериментальных закачек. С помощью данного состава за 1 скважино-операцию можно дополнительно добыть 408,1 т нефти.

Высокую эффективность показал комплексный состав, в который вошли полимерный гелеобразующий состав и раствор ПАВ на Быстринском месторождении. Результатом экспериментальной закачки стала дополнительная добыча нефти в размере 1339,1 т на 1 скважино-операцию.

Таким образом, с помощью технологии полимерного заводнения можно увеличить охват пласта заводнением и добыть остаточную нефть из пласта. Данная технология позволяет выровнять фронт вытеснения нефти и продлить безводный период эксплуатации месторождения. При этом важно правильно подобрать состав полимерного раствора. Также необходимо соблюдать технологический режим закачки раствора в пласт, чтобы не допустить преждевременного разрушения полимера и добиться наибольшего эффекта от полимерного заводнения.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Стариков Иван Алексеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка затрат на покупку и закачку полимерных растворов в пласты на месторождении Западной Сибири</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода раствора и времени согласно применяемому составу (ТУ 2458-001-14702906-08 изм. 1), норма амортизации оборудования согласно УЗСТ-006-20, ПК-103418-02</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30% согласно ст. 425 НК РФ, Страхование от несчастных случаев 0,4%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Составить анализ SWOT - сильных и слабых сторон, а так же возможностей и рисков проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет продолжительности работ по ВПП</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Смета работ по ВПП с применением ПОТ, обоснование экономического эффекта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.04.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		08.04.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Стариков Иван Алексеевич		08.04.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением опыта применения потокоотклоняющих технологий для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличения коэффициента охвата пласта заводнением.

Данная глава отражает обоснование финансовой эффективности проведения данного вида работ при наличии результатов проведенных промысловых исследований.

4.1 SWOT-анализ

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

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

Таблица 4 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Большая история применения метода. 3. Значительный эффект при дешевизне	1. Требуется точный подбор реагентов. 2. Процесс гелеобразования регулируется слабо. 3. Технологии имеют узкий промежуток параметров наибольшей эффективности.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование системы заводнения месторождения. 2. Повышение КИН. 3. Снижение обводнённости продукции.	1. Неверный подбор метода воздействия 2. Остановки процесса закачки 3. Аварии, поломки оборудования.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями

взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» - сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставят или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	+	0	+
	В2	+	+	+
	В3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 5 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1С1С3, В2С1С2С3, В3С1С3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	+
	В2	-	+	-
	В3	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 6 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1Сл1Сл3, В2Сл2, В3Сл2.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	+	-	+
	У2	+	-	+
	У3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 7 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С3, У2С2С3, У3С1С3.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	0	+
	У2	-	+	-
	У3	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 8 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1Сл3, У2Сл1, У3Сл2.

Вывод: проект имеет высокую актуальность, показывает значительную

эффективность в реальных условиях, что приведет к дальнейшему применению, созданию новых реагентов и сведению риска к минимуму. Значительной угрозой следует считать неверный подбор метода воздействия, так как последствия этой ошибки могут быть чрезвычайно затратными для исправления.

4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ (РД 153-39.0-104-01) [43]. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по ВПП;
- заключительный.

Продолжительность работ определяется исходя из проекта на проведение работ по ВПП, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки.

В таблице 6 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 9 – Затраты времени выполнения технологических операций

№п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, ч	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека

Продолжение таблицы 9

2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования на куст, сборкой линии нагнетания	10	4 человека
3	Определение приёмистости скважины (до ВПП)	2	4 человека
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемистости скважины (после ВПП)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ:		122	

За месяц одна бригада может провести работы на 6-10 скважинах (в зависимости от необходимого объема закачки композиций), и в среднем следует считать, что за 30 дней могут быть обработаны 6 скважин, по 5 дней на обработку каждой.

Таблица 10 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни				
	1	2	3	4	5
Подготовительный					
Работы по ВПП					
Заключительный					

4.3 Расчёт сметной стоимости работ

В зависимости от применяемой технологии ВПП используются различные химические реагенты, помимо которых в скважину также закачивается продавочная жидкость (техническая вода), и после этого скважина закрывается на структурное упрочнение. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться расходным сырьем для проведения технологического процесса.

Стоимость данных материалов указана в таблице 8 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 11 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, ед. изм.	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент, кг	340	402	136680
Техническая вода, м ³	20	0	0
Электроэнергия, кВт*ч	94	4,4	413,6
Итого:			137093,60

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по ВПП на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист установки дозирования реагента (УДР) и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 12

Таблица 12 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведения мероприятия, ч	Надбавка за вахтовый метод	Районный коэффициент	Ежемесячная премия	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	48,8	78	16%	70%	40%	17204,93
Оператор ХОС	4	58,9	78	16%	70%	40%	41531,57
Мастер ДНГиК	1	78,0	122	16%	70%	40%	21506,16
Итого							80242,66

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 13).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа.

Таблица 13 - Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего взносов, руб.
Затраты	80242,66	2327,04	4092,38	17653,38	320,97	24393,77

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает всебя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль над работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов, при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Для определения приёмистости скважины до и после проведения ВПП применяют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 14.

Таблица 14– Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая стоимость, руб.	Годовая норма амортизации, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб/закачку
ЦА-320	12100000	10	78	10773,97
УДР-32М	15488000	10	78	13790,68
ИТОГО				24564,66

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	107173,60
2. Затраты на оплату труда	80242,66
3. Страховые взносы	24393,77
4. Амортизационные отчисления	24564,66
Итого:	236374,68

4.4 Обоснование экономической эффективности

В предшествующих пунктах был проведен расчет затрат для проведения одной операции по закачке полимера в пласт. Суммарно в год компания на месторождении X будет проводить 186 скважино-операций. С ожидаемым минимальным объемом дополнительной добычи нефти 652 т за одну скважино-операцию.

Обоснование экономической эффективности приведено в таблице 16 в приложении А

Вывод: таким образом, общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости 236374,68 рублей. Оплата труда бригады за одну обработку составит 80242,66 рублей. При цене нефти 40089,55 рублей за тонну мероприятие останется рентабельным при дополнительной добыче нефти не менее 7,54 тонн, что заметно ниже показателей эффективности этого типа операций. Существенным риском остается неверный выбор реагента воздействия. При соблюдении алгоритма выбора реагента ожидается высокая рентабельность технологии.

Основываясь на следующих показателях проект можно считать эффективным:

1. ЧДД положителен;
2. ИД больше 1;
3. ВНД равна 4,90, что больше ставки дисконта.
4. Срок окупаемости меньше срока реализации проекта.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Стариков Иван Алексеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	Объект исследования: эффективность применения потокоотклоняющих технологий для увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки. Область применения: нефтяные месторождения. Рабочая зона: полевые условия.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162; Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020); Приказ Минздравсоцразвития России от 16.02.2009 N 45н (ред. от 20.02.2014); Приказ федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 N 534.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.	Вредные факторы: – Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей. Опасные факторы: – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;

	<ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте; <p>Средства индивидуальной коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Специальная одежда; – Специальная обувь; – Защитные очки; – Каска защитная; – Перчатки с полимерным покрытием; – Маска или полумаска со сменными фильтрами; – беруши; – Наушники; – Огнетушители
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на литосферу: изменение физико-химических свойств почв</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных грунтовых вод химическими реагентами, технологическими жидкостями</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение загрязняющих веществ из негерметичного устьевого оборудования</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке:	<p>Возможные ЧС при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – нарушение герметичности; – разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; – разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину. <p>Наиболее типичная ЧС: поломка оборудования</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.04.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			08.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Стариков Иван Алексеевич		08.04.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Природная энергия является основным источником первоначального извлечения нефти и газа из залежей. Уже на второй стадии разработки нефтяных месторождений, которая наступает примерно спустя пять лет с начала эксплуатации залежи, начинается внедрение систем воздействия на пласты, в том числе начинают активно вводить и развивать систему разработки с искусственным заводнением пластов. Когда пластовая энергия оказывается истощена, темп отбора нефти замедляется, но может быть восстановлен путем нагнетания в залежь источника вторичной энергии. Эффективная закачка технологических жидкостей на новых месторождениях обеспечивается заданную динамику отбора нефти и газа, на старых – замедление темпов ее падения. В современной нефтяной отрасли значение системы поддержания пластового давления трудно переоценить. Закачка воды в пласт дает возможность повысить коэффициент извлечения нефти, в эффективном режиме эксплуатировать месторождения, находящиеся в поздних стадиях разработки. Работы проводятся на открытых кустовых площадках, которые расположены в центральной части Западно-Сибирской равнины. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Работы по заводнению применяются на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.

Аннотация.

Рассмотрены и проанализированы существующие гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи пластов, в частности ПОТ.

Проанализирована динамика изменяемых основных показателей разработки после применения ПОТ на месторождениях Западной Сибири.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики. Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие

противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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

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

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

5.2 Производственная безопасность

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта. Определение опасных и вредных факторов на рабочем месте разработчика проводилось на основании ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ) [44]. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень опасных и вредных факторов представлен в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы ГОСТ 12.0.003-2015 [1]	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Вредные:				
1. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего	-	+	+	<p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [45]; ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [46]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [47]; СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [48]; СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах [49]; ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [50]; ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [51]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [52].</p>
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	
3. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	
4. Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей	-	+	+	
5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	-	+	+	
Опасные:				
6. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	-	+	+	
7. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	+	+	
8. Производственные факторы, связанные с электрическим током	-	+	+	
9. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	-	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на месторождении работающего.

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

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. [53]

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

Повышенный уровень шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [46]. Норма на открытой местности составляет не более 80 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. На кустовой площадке параметры шума соответствуют подклассу условий труда 3.2 [54]. Согласно СП 51.13330.2011 [55] (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши.

Повышенный уровень вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [47] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБА. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД относится к 2 классу условий труда [54]. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, который является приводом насоса перекачивающего рабочий агент для закачки в скважину. Мероприятия по защите от вибрации: использование виброперчаток и амортизационных прокладок на опоры двигателя.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов [48]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются. На рабочем месте параметры освещения соответствуют требуемым нормам.

Воздействие газовых компонентов и аэрозолей, загрязняющих чистый природный воздух примесей. В результате нарушения герметичности трубопроводов, технологического оборудования, утечек и разливов может возникнуть загазованность воздушной среды рабочей зоны природным газом, парами углеводородов, метанола, одоранта.

Природный газ состоит на 98% из метана (CH_4), не имеет цвета, запаха, не ядовит, но при большом содержании в воздухе вызывает удушье (вследствии уменьшения концентрации кислорода). Легче воздуха почти в 2 раза.

Сероводород (H_2S) может присутствовать в попутном газе, сопровождающем сернистые нефти, в растворенном состоянии в самих нефтях. Наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц. Очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При

высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При вдыхании воздуха с небольшими концентрациями у человека довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху «тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус. При вдыхании воздуха с большой концентрацией, из-за паралича обонятельного нерва, запах сероводорода почти сразу перестаёт ощущаться.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), используемых при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования, вентиляции, для контроля за качеством производственной среды и профилактики неблагоприятного воздействия на здоровье работающих.

В ГОСТ 12.1.005-88 [45] Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ПДК для данных веществ определяется значениями приведёнными в таблице 18.

Таблица 18 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м	Преимущественное агрегатное состояние в условиях производства (п - пары и/или газы; а - аэрозоль; п + а - смесь паров и аэрозоля;)	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C ₁ -C ₁₀ (в пересчете на C)	300	п	IV
Сероводород	10	п	II
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ -C ₅	1	п	III

5.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Производственные факторы, связанные с электрическим током
 Источником поражения электрическим током, при проведении работ на

кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токоведущие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках с определенной разностью потенциалов. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и зануление [57].

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

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

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [53].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить

мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [51] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91. [52]

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

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

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

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. [58]

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

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

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе нестационарного заводнения нагнетаемым агентом является вода, то влияние, оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

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

Пожаровзрывоопасность

При выполнении работ, высока вероятность возгорания горюче-смазочных материалов в топливной системе агрегатов при их аварийном выходе из строя. Также возможно воспламенение нефтепродуктов и газов при контакте с искрами от рабочего инструмента при непосредственной близости от добывающей скважины. В данном случае необходимо руководствоваться ГОСТ 12.1.044-2018 [59]. Для предотвращения возникновения пожароопасных ситуаций, необходимо использовать омедненные инструменты, своевременно осуществлять технический осмотр агрегатов, соблюдать технику пожарной безопасности, бригада операторов должна иметь огнетушители и газоанализаторы при нахождении на кустовой площадке. Кустовая площадка газовых скважин по РД 39-00-148317-001-94 [60] относится к категории А, В.

Пожарная безопасность объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должна обеспечиваться:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- комплексом организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, ящик с песком, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). К тому же кустовые площадки должны быть оборудованы пожарной сигнализацией и по возможности автоматической системой пожаротушения.

5.3 Экологическая безопасность

Операции заводнения сопровождаются неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на

окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

Загрязнение атмосферы

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотность фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

Загрязнение литосферы

Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли

пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный

Продолжение таблицы 19

Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса.

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по заводнению:

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

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по

нестационарному заводнению включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

5.5 Вывод по разделу

В современном мире нельзя халатно относиться к последствиям деятельности, любой техногенный процесс несет за собой последствия для всех сфер жизни. Поэтому производя какое-либо действие, создавая что-то новое, принимая какие-либо решения необходимо продумывать все потенциально возможные воздействия на социальную сферу.

В данном разделе был проведен анализ работ по заводнению оператором на кустовой площадке на различные социальные аспекты. Проанализированы потенциальные опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на оператора работ в ходе выполнения этапов поддержания пластового давления, определены допустимые значения уровней данных факторов для рабочей зоны, а также определены рекомендуемые мероприятия по защите работника. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признан взрыв оборудования, работающего под высоким давлением, обоснованы меры по предупреждению ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы технологии полимерного заводнения и их применимость в различных геолого-физических условиях. Полимерное заводнение позволяет снизить неоднородности потоков жидкости и эффективно использовать низкопроницаемые участки пласта для добычи дополнительного объема нефти. Это приводит к увеличению охвата пласта полимером и повышению коэффициента нефтеотдачи.

Для достижения максимальной эффективности применения технологии полимерного заводнения необходимо тщательно подбирать химический состав полимерного раствора, учитывая геолого-физические характеристики пласта. Положительный экономический эффект достигается при высокой вязкости нефти, оптимальной проницаемости пласта, низкой минерализации, минимальном разрушении полимера и благоприятной температуре пласта.

Рассмотренные в работе методы включают композиции полимерного заводнения, такие как сшитые полимерные системы, полимер-дисперсные составы, полимерно-гелевые системы, биополимеры, простой эфир целлюлозы и полимерный раствор с добавлением щелочей и ПАВ. Наиболее эффективными оказались методы, использующие композиции полимерных гелеобразующих составов.

Рекомендуется применять технологию полимерного заводнения на нефтяных месторождениях с терригенными продуктивными пластами, имеющими значительные извлекаемые запасы и высокую обводненность в окружающих добывающих скважинах.

Рассчитана дополнительная выручка, полученная компаниями за счет применения технологии ВПП на основе полимерно-гелевой системы. На месторождениях Западной Сибири при условии минимального значения дополнительной добычи нефти 652 т/скв-опер. За год удалось увеличить прибыль компании на 248027751,08 рублей.

Важным аспектом при выполнении работ по закачке полимерного раствора в пласт являются меры производственной безопасности, которые позволяют ограничить воздействие вредных и опасных производственных факторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стивенсон Д. History and Future of Enhanced Oil Recovery (EOR) in the United States / Д. Стивенсон, Э. Ричардс, Р. Хариссон // Energy & Fuels. – 2018. – № 32 – 7. – С. 24-27.
2. Гусев, Н. Н. Опыт применения потокоотклоняющих технологий на месторождении им. В. И. Шпильмана // Нефтяное хозяйство. - 1958. - № 4. - С. 3-6.
3. Бадмаев, М. А. Потокоотклоняющие технологии на Самотлорском месторождении // Нефтяное дело. - 1971. - № 9. - С. 32-37.
4. Каргин, А. И. Использование потокоотклоняющих технологий на месторождении Губкина // Нефтяное дело. - 1961. - № 10. - С. 15-20.
5. Вендина, Д. А. Анализ эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях повышения значений пластовых температур / Д. А. Вендина; науч. Рук Ю. А. Максимова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019. Т. 2. С. 72-74.
6. Рехман, С. EOR: The Next Generation / Б. Тохиди, М. М. Шарма // Oilfield Review. – 2019. - № 31-2. – С. 32-47.
7. Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приёмистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Москва. 2013. 24 с.
8. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ. 2006. 166 с.

9. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Учебник для вузов. – М.: Недра. – 1985. – 422 с.
10. Метотехнология ограничения водопритоков и увеличения нефтеотдачи / В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев [и др.] . – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 2014. – 216 С.
11. Гималетдинов, Р.А. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» / Р. А. Гималетдинов, В. В. Сидоренко, Р. Н. Фахреддинов, О. А. Бобылев, Г. Х. Якименко, Р. Л. Павлишин // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 78–83.
12. Рузин, Л. М. Методы повышение нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк // Ухта: УГТУ. – 2014. – 127 с.
13. Сваровская Н.А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ. 2003.- 155 с.
14. Рябокони, С. М. Эксплуатация горизонтальных скважин на месторождении Южно-Приобское с применением технологии полимерного заводнения / С. М. Рябокони, И. Л. Матвеева, А. А. Серов, О. В. Шевченко // Нефтяное хозяйство. – 2019. - № 7. – С. 56-59.
15. Пыхалов В. В. Петрофизические основы ГИС: Учебное пособие. – Астрахань: Изд-во АГТУ. – 2011. – 113 с.
16. Хисамов, Р.С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. – М: ОАО ВНИИОЭНГ. – 2003. – 568с.
17. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М: Недра, 1985. – 308 с.
18. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М: Мысль, 1988. – 241 с.
19. Гумерова, Г. Р. Технология применения сшитых полимерных

составов / Г. Р. Гумерова, Н. Р. Яркиева // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2017. – № 2. – С. 63-79.

20. Ганиев И. М. Об особенностях применения потокоотклоняющих технологий на поздних стадиях разработки трещиноватых карбонатных коллекторов / И. М. Ганиев, К. В. Яковлев, А. М. Белых, Т. А. Исмагилов // Нефтегазовое дело. – 2020. – т.18, № 3. – С. 51-60.

21. Ручкин А. А. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении / А. А. Ручкин, А. К. Ягафаров. – Тюмень: Издательство «Вектор Бук». – 2005. – 165 с.

22. Гудкова Н. И. Химия и технология полимеров / Н. И. Гудкова, В. Н. Левшина. – Москва: Издательство «Химия». – 1984. – 500 с.

23. Николаева В. В. Технология добычи нефти / В. В. Николаева, И. В. Константинова. – Москва: Издательство «Нефть и газ». – 2018. – 356 с.

24. Гроссман А. Я. Физическая химия полимеров / А. Я. Гроссман, Н. А. Платонова, В. А. Рябченко. – Москва: Издательство «Химия». – 1990. – 528 с.

25. Абдулов М. А. Применение потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении / М. А. Абдулов // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – Т.19, №6(77). – С. 94-95.

26. Земцов, Ю. В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (литературно-патентный обзор) / Ю. В. Земцов, В. В. Мазаев. – Екатеринбург. – 2021. – 240 с.

27. Полимердисперсная система воздействия на пласт [Электронный ресурс]. – URL: <https://studopedia.org/7-48717.html>

28. Апасов, Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТИУ. – 2015. – С. 98-112.

29. Апасов Т. К. Анализ применения комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении / Т.К. Апасов [и

др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – №1. – С. 31-36.

30. Каушанский, Д. А. Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки «Темпоскрин- Люкс» // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Материалы IV Международного научного симпозиума, Москва, 18-19 сентября 2013 г. – Москва, 2013. – Т.1 – С. 168-172.

31. Патент № 2061855С1 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22. Полимер-дисперсный состав для увеличения добычи нефти: № 93035319/03: заявл. 08.07.1993: опубл. 10.06.1996 / Хазилов Р. Х., Газизов А. Ш., Телин А. Г., Исмагилов Т. А., Газизов А. А.; заявитель: ВНИИЦ «Нефтегазтехнология».

32. Гимазова, Г. К. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости / Г. К. Гимазова [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т.17, №4. – С. 257-262.

33. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина. – Томск: ТПУ, 2006. – С. 76-83.

34. Маркова, О. М. Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт / О. М. Маркова, А. А. Севастьянов. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2019. — № 46 (284). — С. 34-37.

35. Никитина А. Салым Петролеум: Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов / А. Никитина // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – №10. – С. 24-26.

36. Бондаренко А. В. Лабораторные исследования по обоснованию технологии полимерного заводнения на конкретных геолого-физических условиях объектов разработки нефтяных месторождений / А. В. Бондаренко, Н. Н. Барковский, Т. А. Сюр, О. И. Якимов, А. В. Севрюгина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. - № 10. –

С. 34 – 42.

37. ОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях: дата введения 1987-01-01.

– URL: <http://www.1bm.ru/techdocs/kgs/ost/16/info/35> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.

38. РД 39-3-36-77 Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода воздействия на пласт водой, загущенной полимерами:

дата введения: 1978-01-01. – URL:

<http://data.1000gost.ru/catalog/Data2/1/4293722/4293722748.pdf> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.

39. Тома. А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / А. Тома, Б. Сакж, Ж. Абиров, Е. Мазбаев // Территория нефтегаз. – 2017. - № 7. – С. 58 – 67.

40. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / Б. Б. Квеско, Н. Г. Квеско. – Красноярск: СФУ, 2016. – 71 с.

41. ООО «Челябинский Машиностроительный Завод» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://chmz.org/produktsiya/ac-32/>, свободный – (30.05.2023).

42. ООО «Уральский Завод Спецтехники» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://uzst.ru/tech/avtozisterny/avtozisterny-neftepromyslovye>, свободный – (05.05.2023).

43. РД 153-39.0-104-01 Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин: дата введения: 2002-01-01. – URL:

<https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293830/4293830658.pdf> (дата обращения: 29.04.2023). – Текст: электронный.

44. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения: 2017-03-01. – URL: <https://marsbbz.ru/wp->

content/uploads/2021/05/gost-12.0.003-2015-sistema-standartov-bezopasnosti-truda-ssbt-opasnye-i-vrednye-proizvodstvennye..._tekst.pdf (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.

45. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения: 1989-01-01. – URL: <https://ekan.ru/sites/docs/GOST-12-1-005-88.pdf> (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.

46. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности: дата введения: 2015-11-01. – URL: https://ntm.ru/UserFiles/File/document/SHUM/NORM/GOST_12.1.003-2014.pdf (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.

47. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения: 1991-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения 15.04.2023). – Текст: электронный.

48. Свод правил. Естественное и искусственное освещение: (СП 52.13330.2011): официальное издание: утвержден приказом Министерством регионального развития Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. N 783 и введен в действие с 20 мая 2011 г. – Москва, 2011.

49. Санитарные правила и нормы. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах (СанПиН 2.2.4.3359–16.): официальное издание: утвержден постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 21.06.2016 № 81: введен в действие 01.01.2017. – Москва, 2017.

50. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты: дата введения: 2011-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200080203> (дата обращения 16.04.2023). – Текст: электронный.

51. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные: дата введения: 1982-07-01. – URL:

<https://docs.cntd.ru/document/9051598> (дата обращения 16.04.2023). – Текст: электронный.

52. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения: 1992-01-01. – URL: <https://base.garant.ru/3924656/#:~:text=Государственный%20стандарт%20Союза%20ССР%20ГОСТ,1992%20г.%20Взамен%20ГОСТ%2012.2.003-74> (дата обращения 16.04.2023). – Текст: электронный.

53. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения: 1990-06-30. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/11167/> (дата обращения 18.04.2023). – Текст: электронный.

54. Сводная ведомость результатов проведения специальной оценки условий труда: дата составления: 14.09.2020. – URL: <https://urengoy-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/ce/206/rezultaty-provedeniya-sout-2020.pdf> (дата обращения 20.04.2023). – Текст: электронный.

55. Свод правил. Защита от шума: (СП 51.13330.2011): официальное издание: утвержден приказом Министерством регионального развития Российской Федерации от 28 декабря 2010 г. N 825 и введен в действие с 20 мая 2011 г. – Москва, 2011.

56. Российская Федерация. Приказ. Об утверждении методики проведения специальной оценки условий труда, классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению Приказ № 33н: [принят 24.01.2014]. – Москва, 2014. – 112 с.

57. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление: дата введения 1982-06-30. – URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/30435/> (дата обращения: 17.04.2023). – Текст: электронный.

58. Российская Федерация. Приказ. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением Приказ №116: [принят 25.03.2014]. – Москва, 2014. – 120 с.

59. РД 39-00-148317-001-94 Классификатор помещения, зданий, сооружений и наружных установок предприятий нефтяной и газовой промышленности по взрывопожароопасности.

60. ГОСТ 12.1.044-2018. ССБТ Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения: дата введения: 2019-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200160696> (дата обращения 16.04.2023). – Текст: электронный.

Приложение А

Таблица 16 – Экономическое обоснование технологии

Показатель	Месяцы											
	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Ожидаемый минимальный объём дополнительной добычи нефти, т/скв-опер.	8	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652	652
Количество скважино-операций	10	12	13	11	16	21	15	20	16	17	20	15
Стоимость нефти, руб/т	40090	40090	40090	40090	40090	40090	40090	40090	40090	40090	40090	40090
Выручка от реализации, тыс. руб.	3023	313661	339799	287522	418214	548906	392076	522768	418214	444352	522768	392076
НДС, %	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Выручка от реализации (учитывая НДС), тыс. руб.	2418	250929	271839	230018	334571	439125	313661	418214	334571	355482	418214	313661
Затраты, тыс. руб.	2417	2901	3142	2659	3868	5076	3626	4835	3868	4109	4835	3626
Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб	0,901	248028	268697	227359	330704	434049	310035	413380	330704	351373	413380	310035
Налог на прибыль, %	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Чистая прибыль, тыс. руб.	0,721	198422	214957	181887	264563	347239	248028	330704	264563	281098	330704	248028
Капитальные вложения, руб.	27588000											
Поток денежной наличности, тыс. руб.	-24566	65633	71102	60163	87511	114858	82041	109388	87511	92980	109388	82041
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	-24562	65613	71070	60127	87444	114752	81953	109254	87390	92838	109204	81890

Продолжение таблицы 16

Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (NPV), тыс. руб.	-52150	13462	84532	144659	232102	346854	428808	538062	625452	718290	827494	909384
Срок окупаемости (PP), мес	1,00											
Внутренняя норма доходности (IRR)	4,90											
Индекс доходности (PI), руб/руб	32,96											
Ставка дисконта, %	0,0153											
Коэффициент дисконтирования	1,000	1,000	1,000	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	0,999	0,998	0,998	0,998