

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
Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений Западной Сибири

УДК 622.276.6.013.364.3(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ЗАПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

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 общеинженерные 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

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
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич

Тема работы:

Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений Западной Сибири	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-65/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы	
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Общие сведения стадий разработки нефтяных месторождений. Теоретические сведения методов повышения нефтеотдачи на месторождениях поздней стадии разработки. Анализ методов применимых на Федоровском месторождении	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич		10.02.2023

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
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич

Тема работы:

Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений Западной Сибири
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Теоретические сведения о стадиях разработки месторождений	20
22.03.2023	Теоретические сведения о методах увеличения нефтеотдачи	30
06.04.2023	Анализ применения МУН на месторождении «Х»	30
20.04.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
03.05.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 страниц, 9 рисунков, 15 таблиц и 33 литературных источника

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, нефтеотдача, КИН, МУН, ГРП, ЗБС

Объектом исследования являются месторождения Западной Сибири на поздних стадиях разработки.

Целью работы является анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

В ходе проведенных исследований, установлены, что наиболее эффективным и часто применяемым мероприятием является гидравлический разрыв пласта.

Работа нацелена на выявление эффективных и значимых мероприятий МУН, которые могут быть применены на аналогичных месторождениях со схожими геологическими условиями, фильтрационно-емкостными свойствами и сложным строением.

Проведение мероприятия гидроразрыва пласта показало положительный эффект и экономическую обоснованность. Область применения: сложно построенные и литологически изменчивые коллектора Западной Сибири (ХМАО).

Содержание

1. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: ТЕОРИЯ	12	
1.1 Основные стадии разработки и их характеристики	12	
1.1.1 Первая стадия (I).....	12	
1.1.2 Вторая стадия (II).....	12	
1.1.3 Третья стадия (III).....	14	
1.1.4 Четвертая стадия (IV).....	14	
1.2 Обзор современных методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки.....	15	
1.2.1 Коэффициент нефтеотдачи.....	15	
1.2.2 Эффективные методы извлечения остаточной нефти	16	
1.2.2.1 Водогазовое методы.....	18	
1.2.2.2 Микробиологические методы	20	
1.2.2.3 Физико – химические методы.....	24	
1.2.2.4 Волновое воздействие на пласт	27	
1.2.2.4 Зарезка боковых стволов (ЗБС).....	29	
2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ФЁДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	33	
2.1 Фёдоровское нефтегазоконденсатное месторождение.....	33	
2.2. Применимость методов	35	
2.2.1 Ремонтно – изоляционные работы.....	35	
2.2.2 Форсированный отбор жидкости.....	37	
2.2.4 Гидроразрыв пласта	38	
2.2.3.....	Водогазовое воздействие	40
2.2.6 Зарезка боковых стволов (ЗБС).....	42	
2.3 Краткий анализ методов, возможных к применению на Федоровском месторождении	43	
2.3.1 АСП заводнение	43	
2.3.2. Микробиологические методы	46	
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	50	
3.2.....	Формирование бюджета затрат на реализацию технологии ASP- заводнения	50
3.2.3	Оборудование для проведения технологии ASP-заводнения ...	50
3.2.4	Расчет амортизационных отчислений.....	51
3.2.5	Расчет материальных затрат на проведение технологии ASP-	

заводнения	52
3.2.6 Расчет заработной платы работников	52
3.2.7 Расчет отчислений во внебюджетные фонды.....	53
3.2.8 Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению	54
3.3 Расчет экономической эффективности мероприятия	55
Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	59
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
4.3 Производственная безопасность.....	64
4.3.3 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	66
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума .	67
Повышенный уровень общей и локальной вибрации.....	67
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.....	67
4.3.4 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	68
Химические вещества.....	68
Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением	68
Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	69
Пожаровзрывоопасность.....	70
4.4 Экологическая безопасность	71
Атмосфера	71
Гидросфера	71
Литосфера.....	72
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
Выводы по разделу «Социальная ответственность».....	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	76

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время высокая обводнённость продукции и увеличивающаяся доля ТРИЗ нефти в общей структуре запасов - основные проблемы нефтяных месторождений поздней стадии разработки. Актуальность задачи увеличения конечного КИН и срока эксплуатации месторождений на поздних стадиях разработки неоспорима. Добиться этого возможно путем применения различных методов увеличения нефтеотдачи.

Целью работы является анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи нефтяных месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Описать и охарактеризовать основные стадии разработки нефтяных месторождений.
2. Изучить современные методы повышения нефтеотдачи, применяемые на последних стадиях разработки.
3. Проанализировать МУН применяемые на Федоровском месторождении.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АСП — Alkaline/Surfactant/Polymer (щелочь, ПАВ, полимер)
- ВГВ — Водогазовое воздействие;
- ВДС — Волокнисто дисперсные системы;
- ВПП — Выравнивание профиля приемистости
- ГОС — Гелеобразующий состав;
- ГРП — Гидравлический разрыв пласта;
- ДООС — Дисперсно-осадкообразующий состав;
- КИН — Коэффициент извлечения нефти;
- МСГРП — Многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- МУН — Методы увеличения нефтеотдачи;
- НГО — Нефтегазовая область;
- НГП — Нефтегазоносная провинция;
- ОГОС — Осадко-гелеобразующий состав;
- ОПИ — Опытно-промысловые испытания;
- ПАА — Полиакриламид;
- ПАВ — Поверхностно активного вещества;
- ПЗП — Призабойная зона пласта;
- ПНДС — Полимернаполненные дисперсные системы;
- ПОТ — Потокотклоняющие технологии
- РИР — Ремонтно-изоляционные работы;
- САИ — Сухие формы активного ила;
- СПС — Сшитые полимерные составы;
- ТРИЗ — Трудоизвлекаемые запасы нефти;
- ФОЖ — Форсированный отбор жидкости;
- ЗБС — Зарезка бокового ствола

1. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ: ТЕОРИЯ

1.1 Основные стадии разработки и их характеристики

Анализ состояния разработки длительно эксплуатируемых месторождений как в нашей стране, так и за рубежом показал, что в этом процессе можно выделить четыре стадии (рис. 1.).[13]

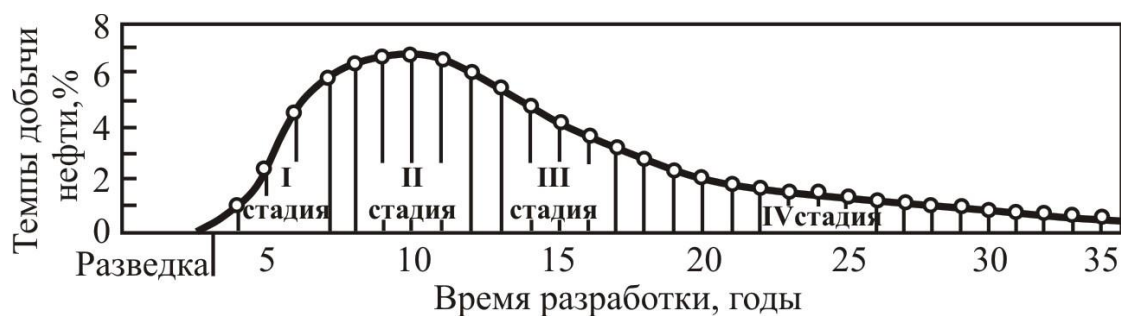


Рисунок 1 Стадии разработки эксплуатационного объекта

1.1.1 Первая стадия (I)

Рост годовой добычи нефти характерен для эксплуатационных объектов первой стадии освоения. Разбуривается и вводятся в эксплуатацию большая часть основного фонда скважин, так же осваивается предусмотренная систем воздействия на пласты;

Продолжительность стадии напрямую обуславливается темпами роста добычи нефти. На объектах с усложненными геологическими условиями бурения скважин, с большой глубиной залегания продуктивных пластов и с обширной площадью нефтеносности темпы роста добычи ниже, а продолжительность больше. Продолжительность I стадии в зависимости от объекта варьируется от года до 7 – 8 лет и более.

1.1.2 Вторая стадия (II)

Второй стадии свойственно сохранение максимального уровня добычи (максимального темпа разработки) – наибольший достигнутый годовой уровень добычи нефти. Бурят и вводят в эксплуатацию не только оставшиеся скважины основного фонда, но и большую часть скважин резервных,

развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки.

Максимальные темпы разработки зависят от геолого-промысловой характеристики конкретного объекта. Это значение может меняться в широких пределах от 3 – 4 до 16 – 20% и более в год от начальных извлекаемых запасов. Геологические факторы, влияющие на увеличение продолжительности I стадии разработки, влияют и на снижение величины максимального темпа разработки. Значит, при большой продолжительности первой стадии в связи с большой площадью нефтеносности - II стадия начинается, когда эксплуатационный объект разбурен на 60 – 70% площади, т. е. когда разрабатываются не все запасы. Примерно в это время в разбуренной части объекта уже заметно снижение добычи, вследствие обводнения скважин. Последующие разбуривание и ввод новых скважин лишь нивелирует падение добычи по ранее пробуренным скважинам, что приводит к увеличению продолжительности II стадии разработки. Таким образом видно тесную взаимосвязь между продолжительностью I стадии и темпом добычи нефти на II стадии.

Продолжительность II стадии основном находится в пределах от 1 – 2 лет до 5 – 8 лет, в зависимости от геологических факторов, влияющих на объект.

Наименьшая продолжительность второй стадии характерна для залежей:

А) для залежей с повышенной относительной вязкостью пластовой нефти (более 5), по которым максимальные темпы разработки, обычно не превышающие 7 – 8% (не удается удерживать темпы разработки в течение продолжительного времени из-за прогрессирующего обводнения скважин).

Б) для высокопродуктивных залежей небольшого размера, по которым достигнут весьма высокий темп добычи нефти.

Доля извлекаемых запасов, отбираемая к концу II стадии, во многом определяется относительной вязкостью нефти. При малых значениях μ_0

(менее 5) она составляет около 50 %, а при более высоких значениях – 25 – 30 %.

1.1.3 Третья стадия (III).

С началом стабильного падения добычи, в следствие выработки большей части запасов пласта начинается третья стадия.

Приблизительно 30 – 50 % извлекаемых запасов нефти отбирается на этой стадии из разных объектов. Очевидно, растущая обводненность продукции усложняет работу по извлечению нефти из пластов. Появляется необходимость увеличивать объем мероприятий по регулированию разработки, ради замедления падения добычи и ограничения отборов попутной воды, уже переставшей выполнять полезную работу по вытеснению нефти из пластов.

1.1.4 Четвертая стадия (IV).

На четвертой, завершающей, стадии разработки наблюдается постоянное дальнейшее снижение добычи нефти при низких темпах разработки. На четвертой стадии виды работ по регулированию разработки идентичны третьей стадии. Продолжительность IV стадии велика на столько, что нередко соразмерна с продолжительностью всего основного периода. На этой стадии показатели извлекаемых запасов из объектов варьируются в районе 10 – 25 %, при темпах разработки 2 % и менее (в среднем это около 1%) Границы между стадиями разработки устанавливаются следующим образом. (таб.1)

Таблица 1 — Границы стадий разработки месторождений

Стадия разработки:	Границы стадии:
I - стадия	Годы предшествующие II стадии
II - стадия	Годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной менее 10 %.

III - стадия	Граница проходит между последним годом II стадии и первым после него годом с добычей, отличающейся от максимальной более чем на 10 %.
IV - стадия	Границу между III и IV стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее падение, в которой темп разработки равен 2 %.

Нередко I и II стадии объединяют в ранний, а III и IV – в поздний периоды разработки.

1.2 Обзор современных методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки

1.2.1 Коэффициент нефтеотдачи

Нефтеотдача (коэффициент извлечения нефти КИН) – отношение количества извлечённой из пласта нефти к первоначальным её запасам в пласте. Различают два вида нефтеотдачи: текущую и конечную. Текущая нефтеотдача – это отношение количества извлечённой из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным геологическим запасам. Конечная нефтеотдача – отношение количества накопленной добычи нефти в конце разработки залежи к первоначальным запасам.[1]

Величина КИН зависит от целого ряда факторов, связанных в основном с технологией извлечения нефти из пластов в целом.

$K_{\text{нефт}} = K_{\text{выт}} * K_{\text{охв}} * K_{\text{зав}}$, где $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения нефти из пласта, $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата пласта разработкой, $K_{\text{зав}}$ – коэффициент заводнения месторождения.

Отношение объема нефти, вытесненного каким – либо агентом из модели пласта или образца породы до полной обводненности получаемой продукции, к изначальному объему нефти, содержащейся в этом образце породы или модели пласта называют коэффициентом вытеснения ($K_{\text{выт}}$):

$K_{\text{выт}} = \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{в}}}$, где $V_{\text{нн}}$ – начальный объем нефти, $V_{\text{в}}$ – объем нефти,

вытесненный каким-либо агентом из модели пласта или образца породы

Коэффициент охвата пласта воздействием ($K_{\text{охв}}$) – частное объема продуктивного пласта, охваченного процессом вытеснения, и начального нефтенасыщенного объема пласта

$K_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{нн}}}{V_{\text{н}}}$, где $V_{\text{нн}}$ – объем залежи, охваченный процессом

вытеснения, $V_{\text{н}}$ – начальный нефтесодержащий объем залежи

Коэффициент заводнения ($K_{\text{зав}}$) зависит от большого количества факторов. Его можно выразить произведением ряда коэффициентов, учитывающих влияние некоторого фактора, оказывающего воздействие на общий коэффициент охвата:

$$K_{\text{зав}} = K01 * K02 * K03 * K04 * K05$$

где $K01$ – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости, $K02$ – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность, $K03$ – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин, $K04$ – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин, $K05$ – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи [15]

1.2.2 Эффективные методы извлечения остаточной нефти

Для нефтедобывающей отрасли важнейшей задачей является доизвлечение остаточных запасов нефти на месторождениях, где обводненность продукции может достигать 90% и выше. Существует острая необходимость уменьшить обводненность продукции и увеличить, а в идеале, стабилизировать добычу нефти. Однако это наиболее сложная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях, где заводнение показало наибольшую эффективность. Когда конечная нефтеотдача пластов превышает

60%, нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту. Сегодня из известных и промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи пластов для этой категории запасов пригодны несколько принципиальных методов, которые можно указать в порядке изученности и готовности к применению:

- водогазовые;
- физико-химические;
- микробиологические;
- волновые

Все эти методы извлечения остаточных, после заводнения запасов нефти могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико-химическими, газодинамическими, микробиологическими, гравитационно-сейсмическими процессами, большим риском получения неоптимальных результатов и требуют широких всесторонних исследований и промысловых испытаний, прежде чем их промышленно применять.

Если методы воздействия на пласт позволяют повысить объем добываемой нефти, обусловленные дополнительным дренированием той части залежи, которая не была задействована в разработке при естественном режиме эксплуатации, их можно отнести к методам увеличения нефтеотдачи (МУН). Прибегая к МУН можно интенсифицировать приток нефтесодержащей жидкости из скважины, воздействуя на пласт в некотором ограниченном пространстве вблизи призабойной зоны пласта (ПЗП) или на некотором удалении от нее.

Среди прочего такие методы как:

- разукрупнение объектов разработки;
- бурение горизонтальных скважин;
- гидроразрыв пласта.

- форсированный отбор жидкости
- ремонтно – изоляционные работы

Иногда только интенсифицируют процесс добычи, и относить их к МУН можно только после специального анализа по итогам воздействия.

1.2.2.1 Водогазовые методы

Повышенный интерес вызывает влияние водогазовых методов с целью увеличения нефтеотдачи на продуктивные пласты. Данный метод связывает в себе заводнение и закачку в продуктивный пласт углеводородного газа.

Применение данной технологии повышает коэффициент добычи нефти до 15% по отношению к заводнению, это можно наблюдать исходя из различных исследований. Интерес к использованию водогазовому обусловлен тем, что в работу используются запасы нефти, которые сосредотачиваются в низкопроницаемых коллекторах, где коэффициент извлечения нефти составляет не более 30%, при обычном заводнении. А коэффициент вытеснения воды не большой. [3] Метод основывается на закачке в пласт сочетаний водогазовых смесей. За счет этих смесей поддерживается и восстанавливается давления в пласте.

Водогазовое воздействие чаще всего считают одним из газовых методов повышения нефтеотдачи.

Эксперименты на продуктивный пласт водогазовым воздействием очень разнообразны и велики.

Достоинства технологии:

- повышает нефтеотдачу пласта за счет достижения в присутствии: газа – более высокого коэффициента вытеснения; воды – более высокого коэффициента охвата;
- ограничивает темпы прорыва воды в добывающие скважины;
- возможно применение технологии: в составе действующей системы ППД; как на отдельных скважинах, так и на месторождении в целом;

- рациональное решение проблемы утилизации попутного газа на промыслах.

Недостатки технологии:

- требования к наличию источников газа в требуемых объемах;
- необходимость использования газа повышенного давления;
- усложнение конструкции скважины в связи с повышенными требованиями к герметичности эксплуатационной колонны и НКТ, возможной необходимости применения пакера;

- сравнительно высокие единовременные капитальные вложения по созданию системы газоснабжения в оптимальных объемах.

Основную техническую сложность при внедрении ВГВ составляет подбор насосного (компрессионного) оборудования и установления параметров его бесперебойной устойчивой работы.

Опыт применения ВГВ зарекомендовал себя уже больше чем на 70 месторождениях. Лишь в единичных случаях при применении ВГВ не удалось добиться значительного увеличения нефтеотдачи, что подтверждает эффективность применения данной технологии. Около 60–65% проектов водогазового воздействия реализовано на территории США. В данном регионе преобладает использования CO₂ в качестве рабочего агента, благодаря которому наблюдается значительное увеличение добычи нефти (с 1987 по 2011 гг. увеличение с 28 до 77%).

За рубежом, при реализации проектов водогазового воздействия с применением углеводородных газов в качестве одного из рабочих агентов средний прирост КИН составил 8,9%, в то время как для проектов, реализованных на территории СССР и РФ с использованием углеводородных газов в качестве одного из рабочих агентов показатель среднего прироста КИН составил 9,1%. В среднем, за 15 лет (1990г-2005г) проектный прирост КИН при применении ВГВ составляет 10–12%. [16]

1.2.2.2 Микробиологические методы

В 1926 году, J.W. Veskman предложил использовать микроорганизмы для увеличения КИН. Позднее С.Е. Zobell провел лабораторные исследования и выяснил, что обработка нефтенасыщенных образцов бактериями способствует довытеснению нефти. [17]

В результате экспериментов, выяснилось, что нефть вытесняется из макроловушек, потому что продукты жизнедеятельности микробов закупоривают высокопроницаемые зоны и увеличивают пластовое давления.

А вытеснение нефти из микроловушек происходит за счет смачивания пород,

изменения межфазного натяжения на границе фаз нефть-вода, снижение вязкости пластовой нефти.

Есть два направления увеличения нефтеотдачи биотехнологическими методами.

Первое направление — это закачка в пласт реагентов: биполимеры, диоксид углерода, растворители, эмульгаторы и т.д.

Второе направление — использование аэробные и анаэробные микробиологических продуктов жизнедеятельности, которые делятся получаемых в нефтеносной толще. Для существования, аэробным микроорганизмам нужен кислород, а анаэробные нет.

Эти микроорганизмы, используя нефть в качестве органического субстрата, продуцируют ряд веществ, полезных с точки зрения увеличения отдачи пласта:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биполимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии

заводнения;

- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

В процессе аэробной деградации алканов основными продуктами являются жирные кислоты, которые получаются при взаимодействии альдегида и спирта.

В анаэробных условиях происходит биodeградация. На практике биodeградация происходит в основном в анаэробных условиях. В процессах аэробной биodeградации кислород выступает как акцептор электронов, образуя воду как конечный продукт, процессы деградации в анаэробной системе зависят от альтернативных акцепторов, таких как сульфаты, нитраты или карбонаты, в конечном итоге образующих сероводород, молекулярный азот, и/или аммоний и метан соответственно.

Анаэробная биodeградация — процесс, осуществляемый разными бактериями. Расход углеводов микроорганизмами, а именно смол ~2%, парафинов ~90%, асфальтены ~8% происходит за одинаковое время. Это зависит от молекулярного строения алифатических соединений микробиологической деградации подвергаются n- алканы и алканы изостроения.

Устойчивость к биodeградации снижается в ряду: нафтены, изоалканы, алканы нормального строения (рис. 2). Увеличение устойчивости изоалканов к биodeградации происходит с ростом количества ответвлений. Конденсированные полициклические ароматические углеводороды разлагаются по одному кольцу, по похожему механизму, но способность к биологическому разложению, как правило, снижается с увеличением числа колец и увеличением степени конденсирования.

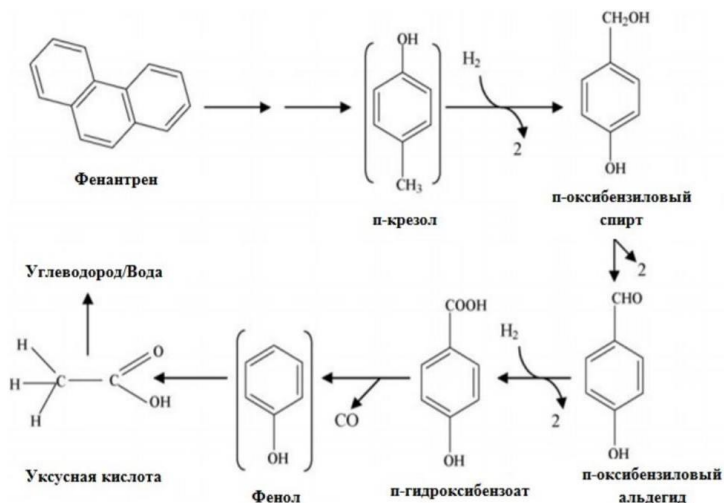


Рисунок 2 — Биодеградация фенантрена в анаэробных условиях с помощью сульфатвосстанавливающих бактерий

Автохтонные микроорганизмы способны существовать и развиваться в воде обогащенными минералами, поэтому их используют чаще.

Снижение вязкости и улучшение текучести нефти происходит за счет образования микроорганизмов (например, CO₂). А проницаемость и пористость происходит из-за органической кислоты, которая растворяет отложения карбоната, образуя поровые каналы в породе. На скорость микробиологической реакции влияет температура. При температуре 80°C и выше организмы не могут существовать, поэтому для биодеградации нефти подходящая температура ниже 80°C. На высоких температурах выживают микроорганизмы термофильного типа.

При температуре 60-70 °C вязкость нефти снизилась на 75- 98% за счет бактерий *Moorelasr* — штамм анаэробных термофильных. При температуре 80°C вязкость снижалась на 14%.

Наибольший эффект применения данного метода достигается путем введения специально подобранной микрофлоры и веществ для поддержания жизнедеятельности извне, либо активацией микроорганизмов, уже существующих в недрах. Особенностями данных методов является закачка пресной воды в пласт, связано это с тем, что общая численность бактерий и

интенсивность процессов их жизнедеятельности в опреснённых водах значительно выше, чем в минерализованных пластовых. Поэтому в районе нагнетательных скважин аэробные микробиологические процессы протекают интенсивнее, по мере удаления от них содержание кислорода в закаченной пресной воде снижается и реакции нефтеокисления сменяются анаэробными процессами. Однако стоит отметить, что добавки аммония и фосфатов в условиях понижения минерализации многократно активируют деятельность метанобразующих бактерий.

Эффективность метода происходит из-за факторов, которые образуются в пласте и вытесняют нефть. В качестве альтернативного способа добычи используется микробиологический метод, так как он не требует много ресурсов. За счет возобновляемых и дешевых ресурсов, быстрому производству продуктов, помогает рост бактерий, которые увеличиваются в экспоненте.

Но у этого метода есть недостатки:

- деструкция полимера;
- необходима фильтрованная вода;
- загрязнение окружающей среды.

Сегодня эти методы нашли широкое применение в России, Польше, Венгрии, Румынии, Китае, Германии и США. При опытно-промышленном испытании этого метода на одном из участков Бондюжского нефтяного месторождении (ОАО «Татнефть») за 5 лет с начала испытаний (2005 г.) получено дополнительно 47 тысяч тонн нефти, что составило около 30% общей добычи нефти на этом участке за указанный период времени. Испытания на других нефтяных нефтегазоконденсатного месторождениях (Ромашкинское, Сергеевское, Быстринское, Солкинское, Локбатанское) позволили получить дополнительно от 29 до 35% нефти от ее общей добычи на пилотных участках этих месторождений.

1.2.2.3 Физико – химические методы

Для истощенных, заводненных пластов с нерегулярной нефтенасыщенностью применяют физико-химические МУН.

Также для применения данного вида интенсификации нефти должны соблюдаться следующие химические и геолого-физические параметры:

- нефть низкой вязкости (не более 10 мПа·с)
- тип продуктивного пласта – карбонатный
- вид продуктивного пласта – низко-проницаемый

Физико-химические МУН применяются для карбонатных коллекторов, т.к. они гидрофобные и имеют большую неоднородность порового пространства. Это ведет к тому, что прирост вытеснения жидкости может быть достигнут при любых скоростях фильтрации.

В основе технологий, благодаря которым достигается интенсификация притока нефти, лежат следующие механизмы воздействия на пластовую систему:

- Закачка ПАВ, щелочей для понижения межфазных натяжений и энергии связи нефти с породой, повышения зоны охвата пласта и повышения относительной фазовой проницаемости нефти и воды
- Закачка полимеров, дисперсных систем с целью повышения зоны охвата пласта, снижения вязкости и подвижности воды и нефти
- Заводнения с химических реагентов для межслойного масообмена

Полимерные растворы находят своё применение в данной отрасли, т.к. обладают свойствами неньютоновских жидкостей. В отличии от воды, вязкость полимерного раствора увеличивается существенно медленнее, чем растет пропускная способность пористой среды.

Существует множество технологий пригодных для использования данного метода:

- Полимерное заводнение

- Сшитые полимерные системы
- полимерное заводнение с вязкоупругими составами
- полимерное заводнение в тандеме с методами интенсификации притока нефти

По всему миру наиболее часто применяют именно полимерный метод повышения нефтеотдачи.

Заводнение с использованием ПАВ

Заводнение с использованием ПАВ также является распространённым методом повышения нефтеотдачи. В России чаще всего применяется раствор ОП-10.

Данный метод основывается на воздействии на физико-химические свойства нефти. ПАВ – химические соединения, действия которых основывается на снижении поверхностного натяжения, посредством

концентрации на поверхности раздела двух фаз. Таким образом, собираясь наглобулах нефти, ПАВ существенно снижают МФН и разрушению адсорбционной пленки, что позволяет снизить силы, которые удерживают остаточную нефть в пористой среде.

Применение осадкогелеобразующих составов

Как правило при разработке месторождения в первую очередь добывается нефть из хорошо-проницаемых зон пласта. Вся остаточная и трудноизвлекаемая нефть остаётся в зонах слабой проницаемости, т.к. вода, подаваемая от нагнетающей скважины к добывающей стремится пройти через зоны хорошей проницаемости, минуя застойные зоны с остаточной нефтью. Для извлечения таких запасов как раз-таки и используются методы увеличения нефтеотдачи. Направить воду в застойные зоны можно создав с помощью создание гелиевого осадка (водоизолирующего экрана) в проницаемых зонах пористой среды. Для этого потребуется две составляющие: водоизолирующий и вспомогательный реагент.

Чтобы подобрать реагенты для создания эффективного

водоизолирующего экрана нужно учесть следующие факторы:

- физико-химические свойства пл. вод
- физико-химические свойства нефти
- минералогический состав пород
- химическая активность реагента [31]

Применение эмульгаторов

В качестве эмульгатора применяется реагент АЛДИНОЛ-10, который состоит из сложных эфиров, высших ненасыщенных и смолянистых кисло. Также добавляется оксиэтилированный алкилфенол для температурной стабилизации. По морфологическим признакам напоминает маслянистую вязкую жидкость коричневого оттенка.

Плотность данного вещества составляет 0,9 г/см³ при стандартных условиях. Температура горения должна быть не ниже 70 °С. Температура застывания - не менее минус 40 °С. Имеет нормативную техническую документацию ТУ 2413-001-70240705-06.

Углеводородный растворитель. Могут быть использованы: нефть, дизельное топливо, стабильный бензин и др.

Хлористый кальций (химическая формула – CaCl₂). Используется насыщенный водный раствор соли (плотность – не ниже 1,30 г/см³).

Техническая вода. Могут быть использованы пластовая вода, подтоварная вода.

Эмульгатор (АЛДИНОЛ-10) предварительно перемешивают с нефтью (углеводородным растворителем) на базе участков химизации или на площадке перед скважиной, хлористый кальций предварительно растворяют в воде на базе.

Процесс закачки активного состава проводится с использованием двух агрегатов ЦА-320. Смесь состоящую из АЛДИНОЛ-10 и CaCl₂ разбавляют технической водой. Эмульсионный состав следует перемешивать в течении полу часа.

После приготовления эмульсионного состава его закачивают в скважину в объеме колонны НКТ при открытой затрубной задвижке. После заполнения НКТ, перекрывают задвижки на «затрубье» фонтанной арматуры и закачивают в пласт, оставшийся объем приготовленной эмульсии. Продавка ЭС осуществляется нефтью в объеме колонны НКТ, плюс 5-7 м³ на более углубленную продавку эмульсии в ПЗП.

1.2.2.4 Волновое воздействие на пласт

Известно множество способов волнового воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону. Используя данный метод становится возможной разработка изолированных низкопроницаемых зон пласта. Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия.

При волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия. В основе их действия лежат близкие механизмы влияния на среды, отличающиеся скоростью протекания процессов, зависящих от частоты и амплитуды колебаний.

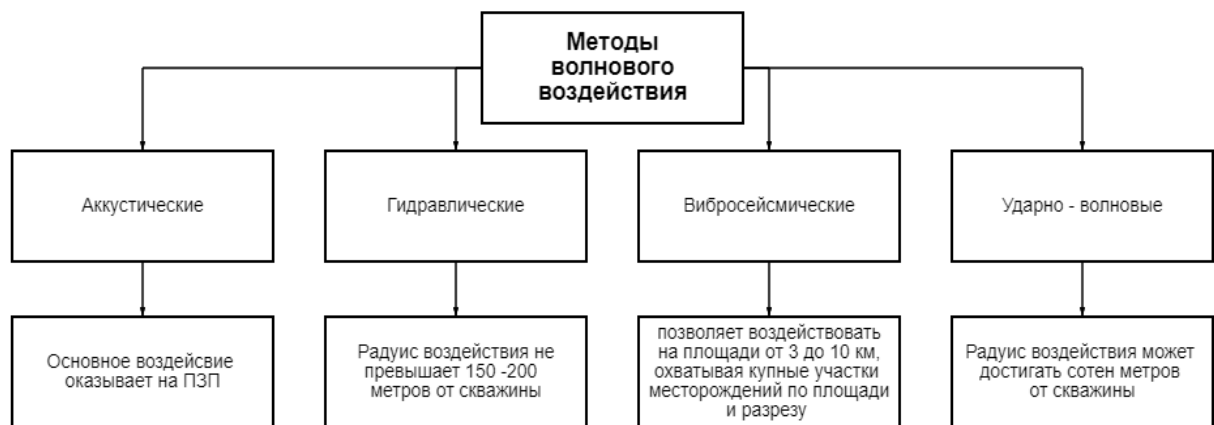


Рисунок 3 — Основные методы волнового воздействия

Вибросейсмическим методам, как и ударно-волновым, присущи более сложные механизмы воздействия на подземные формации, так как обычно

используемые ими источники колебаний генерируют не только продольные, но и поперечные волны существенно большей амплитуды, чем каждый из перечисленных выше методов.

Прохождение сейсмических волн через жидкость пласта может при условии необходимой амплитуды становиться причиной возрастания скорости фильтрующих процессов. Это обусловлено рядом проявляющихся эффектов. Под влиянием колебаний упругого характера происходит разрушение структуры вязкопластичных и упругих жидкостей. Они в результате приобретают ряд таких свойств, как пластичность течения и др. Помимо всего прочего, путем экспериментов и опытов доказано, что структура поверхностного слоя разрушается вблизи стенок поровых каналов. В таком случае осуществляется единовременный переход к ньютоновскому характеру протекания, снижается эффективная вязкость, повышается величина эффективного сечения и т. п. Чтобы данный метод мог быть реализован, применяется стандартное оборудование, что используется широко и часто в нефтяной промышленности в целом.

Опытно-промысловые испытания (ОПИ) ультразвуковых скважинных комплексов и комбинированных технологий на Самотлорском месторождении (Западная Сибирь) и нефтегазоконденсатного месторождения Самарской области. При этом были опробованы различные комплексные схемы УЗ воздействия на пласты. Испытания показали, что успешность обработки достигает 85%, дебит скважин увеличивается на 40-60% при продолжительности эффекта от 3 до 24 месяцев. При этом достаточно низкие затраты на обработку за счёт их кратковременности и применения мобильной малогабаритной аппаратуры. ОПИ технологии на месторождении GreenRiverFormation в штате Юта (США) для практически неизвлекаемой нефти (плотность – 940 кг/м³ ; парафины – 47 мас. %, вязкость – 6800 мПа·с) показали увеличении дебита нефти на 4,45 т/сут при продолжительности эффекта около 6 месяцев.

1.2.2.4 Зарезка боковых стволов (ЗБС)

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на зрелых месторождениях и коэффициент извлечения нефти (КИН) из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки продуктивного пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти (ТриЗ), добыча которых ранее не представлялась возможной. Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже ее среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет. Для увеличения длины ствола в продуктивном нефтеносном пласте используется строительство скважин с несколькими горизонтальными участками. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (ГРП, пологие скважины и тд). Фонд бездействующих скважин огромен, только в России этот фонд превышает 40000 ед. Часть этого фонда можно реанимировать методом бурения боковых стволов. Кроме отсутствия необходимости дополнительных затрат на коммуникации и обустройство, появляются возможности вовлечения незадействованных участков залежей.

Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда:

- вырезание участка колонны,
- бурение с отклоняющего клина и тд

К бурению с вырезанием участка колонны нужно отнести и бурение скважин с извлечением незацементированной колонны с бурением полноразмерного ствола. Нет никакого различия от бурения обычных

наклонно-направленных скважин, поэтому рассмотрим 2 других варианта. Вырезание протяженного участка, с тем чтобы было возможно при ЗБС удалить от магнитных масс магнитометрические датчики забойных телеметрических систем контроля траектории ствола.

При этом варианте существенны затраты связанные со временем:

- Вероятность вырезания участка достаточного для выполнения технологической операции за один спуск мала, необходима неоднократная смена вооружения вырезающего устройства.

- Кроме установки обязательных изоляционных мостов возникает необходимость установки дополнительного цементного моста, на который в последующем и наращивается основной мост.

- Достаточно сложен и продолжителен процесс наработки желоба и начала бурения нового ствола, особенно учитывая малые диаметры долота, забойного двигателя и бурильного инструмента.

- Проблематична зарезка бокового ствола по данной технологии при больших (свыше 30°) зенитных углах, так как эксцентричная работа трубореза приводит к быстрому износу вооружения и даже его поломке.

Небольшая коррекция рассматриваемого варианта повысила шансы по возможности применения технологии.

Абсолютное большинство эксплуатационных скважин - наклонно-направленные и точка зарезки выбирается на криволинейном или, что происходит чаще, наклонном участке, можно считать заведомо известным азимут. Поэтому нет необходимости вырезания участка колонны большой протяженности, достаточно вырезать столько, сколько нужно для обеспечения отклонения для выхода бурильной колонны из обсадной.

В зависимости от диаметров колонн и проектных интенсивностей это составляет интервал 6 - 10 метров, что существенно меньше по сравнению с предыдущим вариантом, где протяженность участка вырезания составляет не менее 18 метров. Большое количество боковых стволов было пробурено по такому варианту технологии в Удмуртнефти, начиная с середины 1990х гг. 30

Несмотря на существенное, по сравнению с базовой технологией, сокращение затрат времени, общие затраты времени на бурение боковых стволов были не ниже, чем на бурение новых скважин, а сокращение материальных затрат - малым утешением при получении стволов меньшего диаметра.

В РФ технология бурения боковых стволов из вырезанного участка колонн полностью вытеснена технологией резки с отклоняющего клина (уипстока), которая разделяется на несколько подвариантов.

- традиционный - когда каждый этап: спуск якоря, клина, стартового райбера, резного и расширяющего райбера проводился отдельным спуском.

- на комплекты райберов, позволяющих за один спуск создать окно, для дальнейшего бурения бокового ствола и основная разница заключается в способах заякоривания.

Наиболее распространены якоря с упором на забой.

Недостатками таких якорей являются:

- Необходимость установки надежного опорного цементного моста, на что требуются существенные затраты времени.

- Механическое заякоривание требует создание определенных нагрузок и если раскрытие запроецировано на небольшое усилие, то высока вероятность как преждевременного срабатывания его в стволе при спуске, так и проворота при бурении.

В случае необходимости создания больших нагрузок для заякоривания возникают проблемы с созданием этих нагрузок, особенно в наклонно-направленном стволе. В Татнефти используется способ с применением в качестве якоря профильной трубы, достоинством которой наряду с высокой надежностью является отсутствие необходимости опорного цементного моста. Технология предусматривает спуск компоновки, включающей профильную трубу и специальную трубу, внутри которой находится отклонитель.

Недостатками способа являются:

- Применение жесткой компоновки, требующей специальной подготовки скважины.

- Проблематичность в ориентировании отклонителя.

- Необходимость выполнения операции в 2 этапа

2. МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ФЁДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Значительная доля месторождений страны (Федоровское, Ромашкинское, Мамонтовское, Мухановское, Арланское, Самотлорское и др.) находится на поздней стадии разработки, которая сопровождается высокой обводненностью (до 95 %) и низкими дебитами (в среднем от 5 до 10 т/сут). Из этого следует что для дальнейшей рентабельной добычи нефти определяющим фактором становится выбор наиболее эффективной технологии повышения нефтеотдачи. На данный момент времени представлен широкий спектр технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов на заключительных стадиях разработки месторождений. Наиболее распространенными являются гидродинамические методы (нестационарное или циклическое заводнение, форсированный отбор жидкости), ремонтно-изоляционные работы, гидроразрыв и газоразрыв, третичные методы. [3] Результативность методов рассмотрим на примере Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения

2.1 Фёдоровское нефтегазоконденсатное месторождение

Федоровское нефтегазоконденсатное месторождение располагается в 75 км к северу от г. Сургута в ХМАО.

Приурочено к одноименному куполовидному поднятию Сургутского свода. Расположено в центральной части Сургутского нефтегазового района Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской НГП. Представляет собой брахиантиклинальную складку с сильно изрезанными очертаниями, линейно-вытянутой формы в меридиональном направлении.

Площадь поднятия - 850 км², амплитуда - до 37 м.

Залежи расположены на глубине 1,9-3,1 км.

Площадь нефтегазоконденсатного месторождения составляет около 1900 км².

Открыто в 1971 г.

Введено в эксплуатацию в 1973 г. Месторождение введено в разработку в 1973 году. Максимальный уровень добычи нефти достигался дважды: в 1983 году в объеме 35 млн. т, в 2005 году — в объеме 12,5 млн. т. В настоящее время месторождение находится на стадии стабильной добычи нефти в объемах ~ 8 млн. т. По состоянию на 01.01.2014 в целом по месторождению накопленная добыча нефти с конденсатом составила 587 765 тыс. т, в том числе нефти — 584247 тыс. т, конденсата — 3 518 тыс. т. Отбор от утвержденных извлекаемых запасов — 72,1 %, текущий КИН — 0,247, при утвержденном — 0,343. Накопленный отбор попутного газа газовых шапок составил 97141 млн.м³ отбор от начальных геологических запасов газа — 44,1 %. Эксплуатационное бурение на месторождении ведется на протяжении всего периода эксплуатации. Утвержденный проектный фонд в границах запасов категорий ВС₁ составляет 9 250 скважин. По состоянию на 01.01.2014 на месторождении пробурено 7 829 скважин, проектный фонд реализован на 84,6%. В 2013 году в эксплуатации на нефть перебивало 3 470 скважин, средний дебит скважин по нефти составил 7,4 т/сут, по жидкости — 155 т/сут, при обводненности продукции — 95,2%. Согласно проектному документу на месторождении выделено десять эксплуатационных объектов: АС4-8, АС6/1, АС7-8, АС9, БС1-2, БС10/1, БС10, БС14-19, ЮС1, ЮС2. По состоянию на 01.01.2014 на месторождении все эксплуатационные объекты находятся в разработке. Фёдоровское нефтегазоконденсатное месторождение находится на четвертой стадии разработки. Месторождение характеризуется низким дебитом нефти, высокой обводненностью большинства скважин и добываемой продукции. Себестоимость добычи нефти возрастает до пределов рентабельности. Поэтому особенно актуальна проблема поиска эффективных методов увеличения нефтеотдачи и повышения эффективности разработки, выявления зон и участков слабо дренируемых подвижных запасов нефти с применением технологий численного геолого-гидродинамического моделирования.

2.2. Методы увеличения нефтеотдачи Фёдоровского нефтегазоконденсатного месторождения

Эффективность внедрения того или иного метода повышения нефтеотдачи в значительной степени зависит от обоснования выбора для конкретного нефтегазоконденсатного месторождения. Рекомендуемые для его применения залежи нефти должны удовлетворять определенным критериям, которые представляют собой совокупность геолого-физических технологических экономических условий, определяющих пригодность метода для промышленного внедрения.

В работе дадим оценку эффективности применения некоторых методов по увеличению нефтеотдачи пласта для Фёдоровского нефтегазоконденсатного месторождения.

Технологии методов увеличения нефтеотдачи, которые будем рассматривать:

- Ремонтно - изоляционные работы;
- Форсированный отбор жидкости;
- Гидроразрыв пласта;
- Водогазовое воздействие.
- ЗБС.

2.2.1 Ремонтно – изоляционные работы.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) - работы по перекрытию путей проникновения вод в эксплуатационный объект скважины и отключение от нее отдельных пластов и обводненных интервалов.

РИР - один из часто используемых методов по увеличению степени извлечения нефти из пласта на завершающих стадиях разработки, т.к. ограничение притоков пластовой и закачиваемой воды имеет большое значение. При применении метода увеличивается охват пласта процессом выработки запасов и снижается обводненность добываемой продукции.

На рисунке (4) показана необходимость проведения РИР скважин:

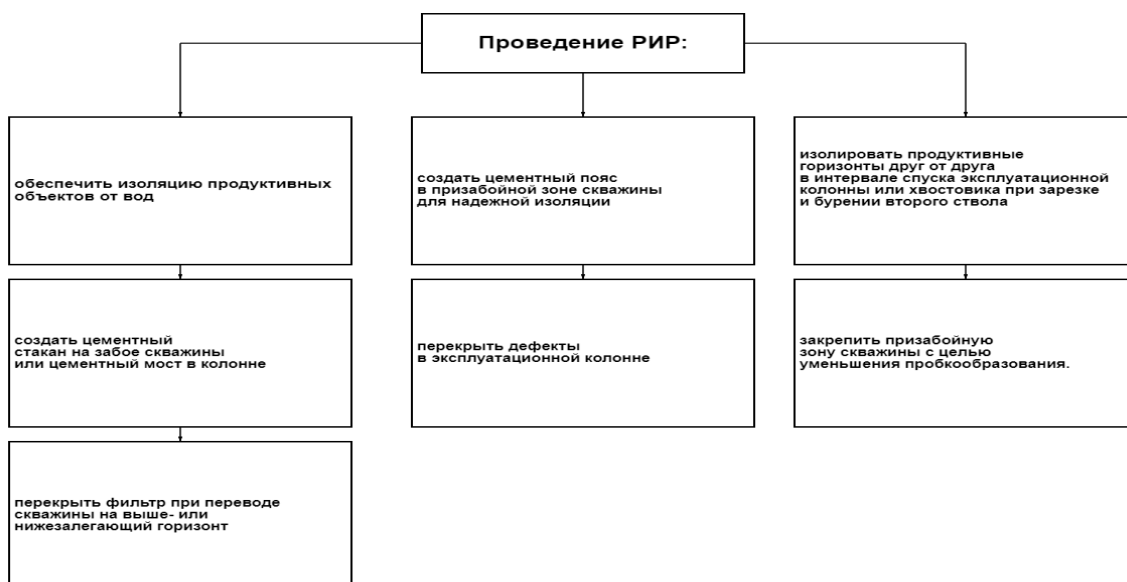


Рисунок 4 — Необходимость проведения РИР

Обеспечить закачку в скважину рабочих растворов изоляционного агента и продавливание в изолируемый интервал - основные требования к технологии.

Цемент чаще всего применяется в качестве рабочего раствора для ликвидации заколонной циркуляции или изоляции обводненных пропластков.

В ситуации, когда по отдельным высокопроницаемым пропласткам происходит прорыв воды используют метод селективной (избирательной) изоляции.

Изоляционным агентом в такой случае выступают кремнийорганические соединения (продукт 119–204, Акор), силикат натрия (жидкое стекло), волокнисто- и полимернаполненные дисперсные системы (ВДС и ПНДС).

В период с 2010 г. по 2013г. на Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении было проведено 704 мероприятия РИР. Дополнительная добыча составила 445,44 тыс. т. нефти с удельной эффективностью 0,63 тыс. т./скв — опер.

2.2.2 Форсированный отбор жидкости

На Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении в период с 2010 г. по 2013 г. благодаря проведению ФОЖ на 113 скважинах дополнительная добыча нефти составила 85,5 тыс. т. с удельной эффективностью 0,75 тыс. т./ скв — опер.

На рисунке (5) видно что за 2010 год было проведено 11 скважиноопераций дополнительная добыча при этом составила 8,25 тыс. тонн нефти. В последующие годы началось наращивание количества мероприятий. В 2011 году это значение увеличилось вдвое, а дополнительная добыча нефти составила 17 тыс. тонн. К 2013 году количество достигло 51 скважиноопераций в год с дополнительной добычей 38 тыс. тонн и средней удельной эффективностью 0.75 тыс.т./скв. – опер.



Рисунок 5 — Количество мероприятий и дополнительная добыча ФОЖ Федоровского месторождения

Форсированный отбор жидкости - метод постепенного наращивания дебитов добывающих скважин. Суть метода состоит в уменьшении забойного давления, что влияет на создание высоких градиентов давления. В неоднородных сильно обводненных пластах при этом вовлекаются в

разработку остаточные целики нефти, тупиковые и застойные зоны, плохопроницаемые пропластки, линзы. На (рис.6) показаны условия, необходимые для эффективной применимости метода.

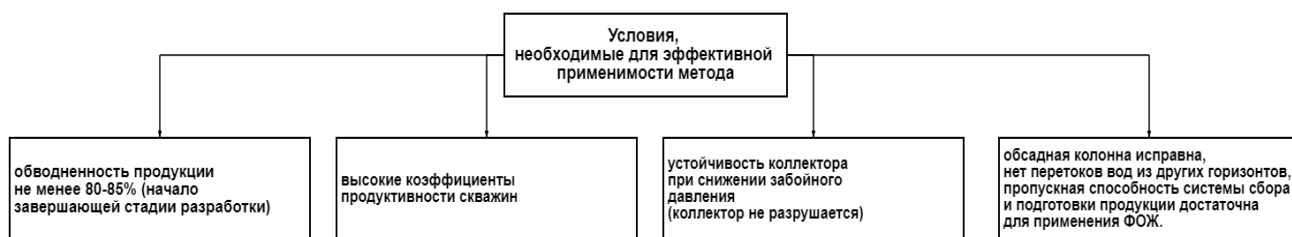


Рисунок 6 – Условия эффективной применимости метода ФОЖ

Однако показатели незначительны в сравнении с другими методами применяемыми на данном месторождении.

2.2.4 Гидроразрыв пласта

На Федоровском месторождении стимулирование работы скважин технологией ГРП является наиболее эффективным методом воздействия на пласты с ТриЗ, определенными низкими фильтрационно-емкостными характеристиками нефтесодержащих пород.

За период с 1992-1995гг. на Федоровском месторождении выполнено 40 операций ГРП, из них две операции ГРП на скважинах после перехода на другие объекты эксплуатации (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию) и три скважины после ГРП были переведены под закачку в связи с обводнением. По 13 скважино- операциям эффект не был получен. Дополнительная добыча нефти составила 153,2 тыс.т. В среднем по всему фонду скважин удельный технологический эффект составил 4,4 тыс.т. на одну скважино-операцию. В 1996 – 1999 гг. работы по ГРП не проводились.

С 2000 года работы по ГРП были продолжены. За период 2000-2013гг. на месторождении проведено 497 операций ГРП, в том числе 43 операции ГРП на скважинах, вводимых из бурения, 70 операций ГРП при ЗБС, 45 операций ГРП на скважинах после приобщения или перехода на другие объекты эксплуатации (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию) и

одну скважину после ГРП перевели под закачку в связи с обводнением. По 77 скважино-операциям эффект не был получен. В результате проведения ГРП дополнительная добыча нефти составила 4450,9 тыс. т. нефти. В среднем удельный технологический эффект составил 13,2 тыс. т. на одну скважино-операцию.

За период 2014-2016гг. на месторождении проведено 166 операций ГРП, в том числе шесть ГРП при ЗБС, 56 ГРП на скважинах после приобщения или перехода на другие объекты эксплуатации (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию) и одну скважину после ГРП перевели под закачку в связи с обводнением. По 14 скважино-операциям эффект не был получен. Необходимо отметить, что 48 операций ГРП выполнено на скважинах, введенных в работу из консервации, ожидания ликвидации и 18 операций ГРП на контрольном фонде скважин. Это в первую очередь связано с необходимостью выполнения программы по вводу в работу неработающего фонда скважин, утвержденной прошлым проектным документом. В результате проведения ГРП в 2014-2016 гг. дополнительно добыто 339,1 тыс. т. нефти. В среднем удельный технологический эффект составил 3,3 тыс.т. на одну скважино-операцию, при этом по 86 скважино-операциям эффект продолжается.

На рисунке (7) приведена динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность. Всего за 1992-2016 гг. было выполнено 703 операции ГРП, из них 43 операции ГРП на скважинах, вводимых из бурения, 76 операций ГРП при зарезке боковых стволов, 103 операции ГРП на скважинах после приобщения или перехода на другие объекты эксплуатации (эффект по ним отнесен к соответствующему мероприятию), еще пять скважин после ГРП перевели под закачку в связи с обводнением. По 104 скважино- операциям эффект не был получен.

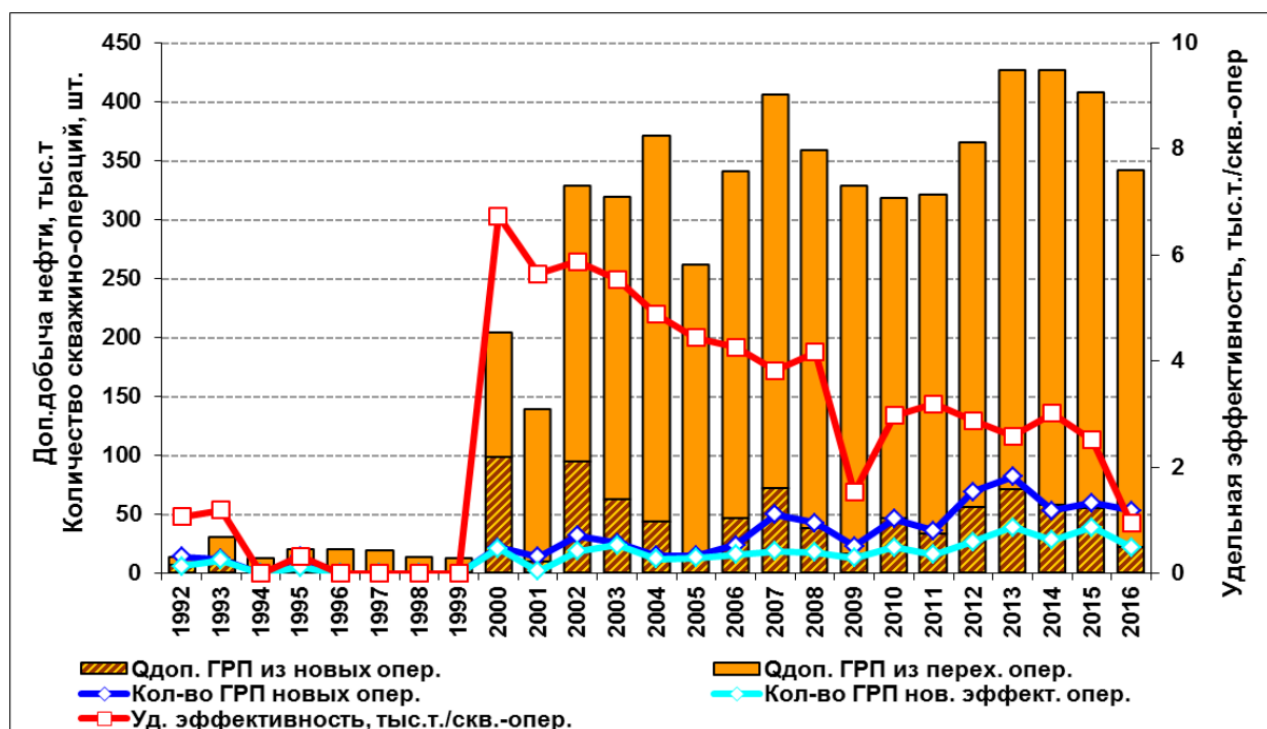


Рисунок 7–Динамика проведения ГРП

В результате проведения ГРП дополнительно добыто 4943,2 тыс. т. нефти. В среднем удельный технологический эффект составил 10,4 тыс. т. на одну скважино-операцию, при этом по 171 скважино-операции эффект продолжается. Средняя продолжительность эффекта на успешную скважино-операцию составляет пять лет. Удельная эффективность, представленная на рисунке 3.4, рассчитывалась как дополнительная добыча нефти за первые 12 месяцев после выполнения ГРП на количество операций за год. Из рисунка видно, что удельная эффективность снижается, что связано с постепенной выработкой запасов, однако ГРП остается одним из эффективных методов.

В целом анализ проведения ГРП показало высокую эффективность данного метода на Федоровском месторождении. Таким образом, после тщательного подбора скважин-кандидатов, возможно применение гидроразрыва для увеличения нефтеотдачи и в дальнейшем.

2.2.3 Водогазовое воздействие

В Западной Сибири Фёдоровское нефтегазоконденсатное месторождение НГДУ «Сургутнефтегаз» стало одним из первых участков, где

применили метод ВГВ для увеличения нефтеотдачи.

На данном месторождении были благоприятные условия для нагнетания газожидкостной смеси в пласт этому способствовала как геологическая характеристика, так и технологическая схема данного объекта.

На данном участке использовался так называемый бескомпрессорный метод ВГВ, основанный на подачи газа в нагнетательные скважины за счет пластовой энергии, основаниями для применения данной технологии стало то, что в разрезе присутствовал газонасыщенный пласт АС4 с высокой величиной давления на устьях скважин. Для реализации технологии выбрали два опытно-промышленных участка. На первом участке присутствовала газовая шапка, на втором была высокая неоднородность пласта. На основании проведенных лабораторных исследований перед тем, как провести мероприятие, было решено водогазовую смесь (ВГС) готовить в специальных смесителях, находящийся недалеко от скважин. При этом скорость водогазовой смеси по стволу скважины должна быть больше 0,2 м/с, смесь однородна по всей протяженности пласта, газовый фактор равен $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Мероприятия по проведению водогазового воздействия ввелись в период с 1975 по 1977 гг. За два осуществления данного метода в пласт было закачено 122 тыс. м^3 воды и 1 646 тыс. м^3 газа.

Эффектом от ВГВ стало увеличение профиля приемистости и улучшение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта. Однако при анализе проделанной работы были выявлены недостатки технологии:

- оборудование, используемое для ВГВ, было не надежно;
- гидратообразование в процессе нагнетания ВГС;
- технологические параметры не были установлены;
- не было методики основ расчета оптимального газоводяного фактора газожидкостной смеси для каждого из горизонтов.

Поскольку работы носили исключительно опытный характер, без

целевой функции получения дополнительной добычи нефти (закачки имели непродолжительный и несистемный характер), определить долю дополнительно добытой нефти представляется затруднительным.

Технология водогазового воздействия на пласт оказалась нерентабельна на Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении.

Из наиболее весомых причин можно выделить:

- требования к наличию источников газа в требуемых объемах;
- сравнительно высокие единовременные капитальные вложения по созданию системы газоснабжения в оптимальных объемах.

2.2.6 Зарезка боковых стволов (ЗБС)

Бурение БГС наиболее актуально для месторождений на поздней стадии разработки и со сложным геологическим строением. Большинство месторождений разрабатываются с помощью традиционных методов вытеснения нефти (применение заводнений разного типа).

Используя БГС, удастся решить задачу повышения нефтеотдачи залежи и увеличения КИН за счет вовлечения в разработку ранее неработавших продуктивных пластов или их участков в бездействующих, простаивающих, низкопродуктивных скважинах, что ведет к росту дебита.

На рисунке 8 приведена динамика выполнения работ и добычи нефти от ЗБС по годам. Как видно из рисунка, максимальное количество ЗБС выполнено в 2007г. – 22 операции, максимальная добыча нефти (с учетом переходящих скважин) получена в 2013 г. – 246.5 тыс.т

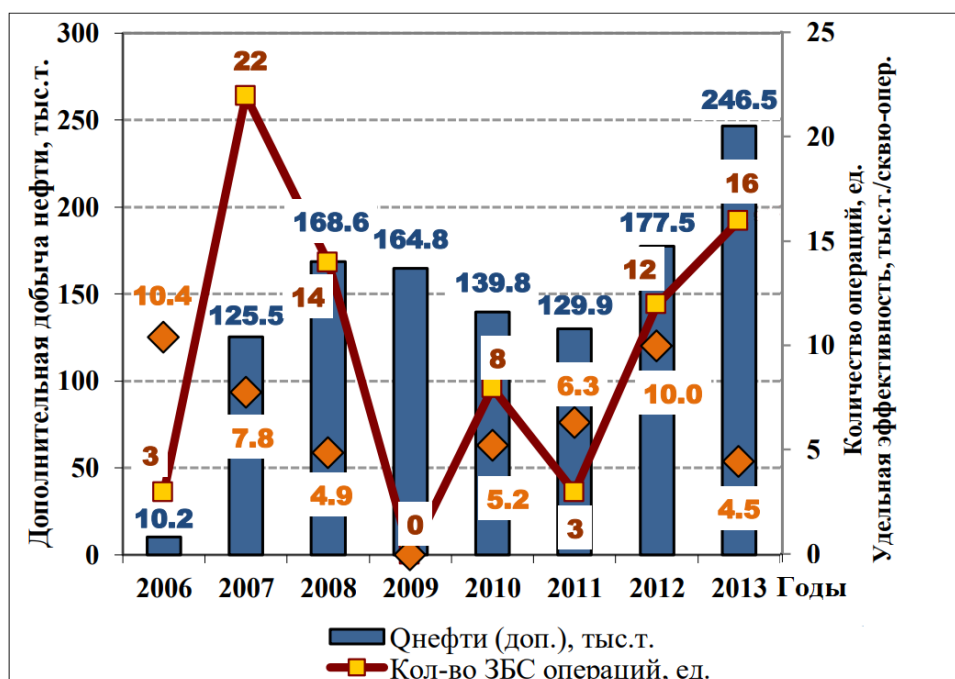


Рисунок 8 – Эффективность зарезки боковых стволов в 2006-2013 годах

Всего за 2006-2013 гг. в результате проведения ЗБС добыто 1162,8 тыс. т нефти, проведено 78 скважиноопераций, что показывает эффективность метода.

2.3 Краткий анализ методов, возможных к применению на Федоровском месторождении

Основываясь, исключительно, на теоретических данных, проведен краткий анализ возможных мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения

2.3.1 АСП заводнение

АСП заводнение относится к химическим МУН, такие МУН предусматривают закачку в пласт водного раствора химических реагентов, таких как: поверхностно активного вещества (ПАВ), полимера, соды и их комбинаций. На данный момент наиболее часто реализуемой технологией химических МУН является полимерное заводнение. В то же время наиболее перспективным методом химических МУН является метод закачки в пласт водного раствора всех трех компонентов (Анионного ПАВ, Соды, и Полимера)

— заводнение АСП.

Технология ASP использует закачку в пласт щелочи с небольшим количеством ПАВ. Это делается для создания оптимальных химических условий при закачке больших объемов и минимальных затратах. Смесь щелочи и ПАВ образует с нефтью эмульсию, которая затем выводится из коллектора с помощью полимера. Закачка раствора АСП позволяет улучшить вытесняющую способность закачиваемой жидкости и мобилизовать оставшуюся после заводнения нефть благодаря уменьшению поверхностного натяжения между нефтью и водой. Широкому распространению технологии препятствует относительная технологическая сложность реализации заводнения АСП и высокая стоимость специализированных ПАВ.

Закачка полимерного раствора позволяет увеличить КИН на 5-10%. В то же время заводнение АСП позволяет достичь более высоких значений дополнительного КИН в 10-20% за счет добычи как мобильной, так и защемленной нефти. Проведение полимерного заводнения как предварительного этапа перед АСП заводнением также позволяет снять значительную часть технических и эксплуатационных рисков и лучше подготовиться к внедрению более технологичного заводнения АСП.

В качестве примера можно выделить Daqing – нефтяное месторождение



Рисунок 8 – Ежегодная добыча нефти с применением АСП заводнения на месторождении Daqing

Китая, где метод АСП заводнение показал экономически эффективные результаты. Технология применяется с 2014 года и за 2017 году в результате АСП заводнения добыча сырой нефти составила 4.07 млн. тонн – 11% годовой общей добычи нефти. До 1 мая 2017 года совокупная добыча нефти в результате заводнения ASP на нефтяном месторождении Daqing составила 21,57 млн. тонн на сумму около 10 млрд долларов США. Ежегодную добычу нефти с применением ASP заводнения на месторождении Daqing можно Увидеть на рисунке 8 [14].

Успешность применения технологии, в немалой степени обусловлено такими характеристиками, как:

- вязкость нефти (в пластовых условиях)
- температура пласта
- проницаемость

Наглядное сравнение этих характеристик Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения и месторождения Daqing можно увидеть в таблице 4.

Таблица 2 – Сравнение характеристик Федоровского месторождения и Daqing

	Федоровское месторождение	Daqing меторождение
Вязкость нефти (мПа*с)	<2,5 (незначительная)	<10 (низкая)
Температура пласта (°С)	50-67	45-50
Проницаемость (мД)	200-500 (средняя)	500-5000 (средне – высокая)

Характеристики весьма схожи, что теоретически может положительно сказаться на применении технологии.

Следует отметить, что данная технология имеет ряд существенных недостатков, главными из которых можно считать (Рис.9):

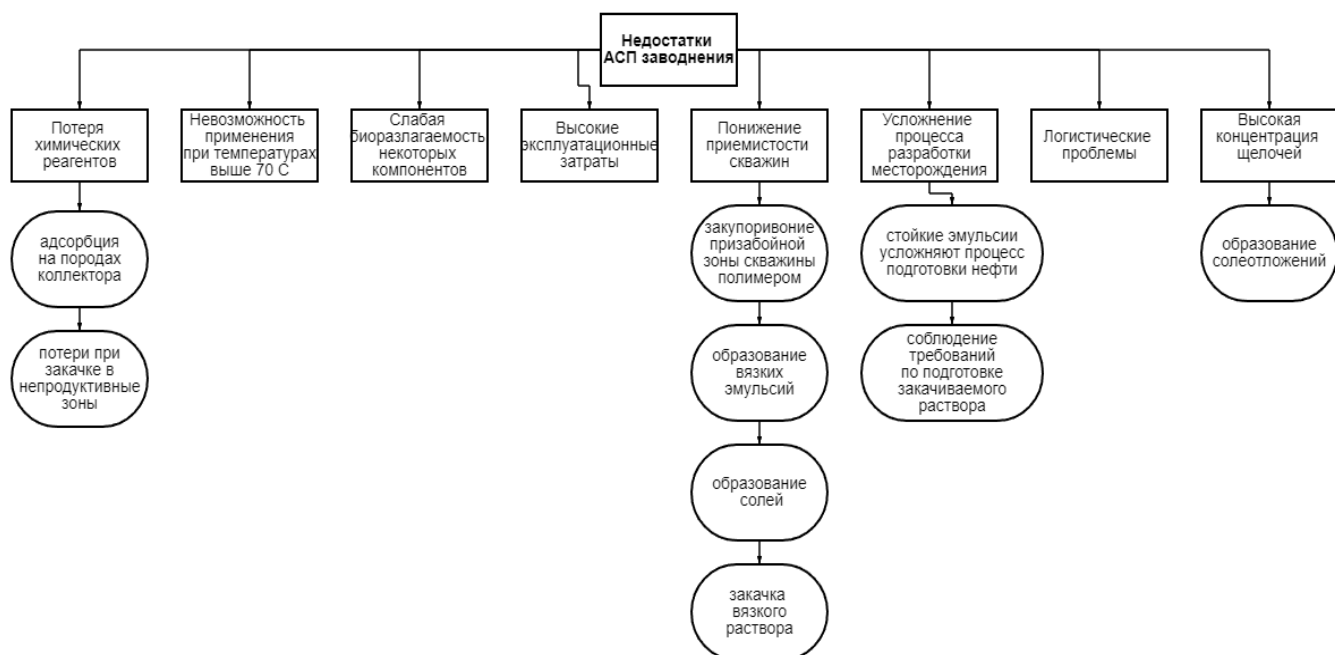


Рисунок 9 Основные недостатки АСП заводнения

Высокие эксплуатационные затраты можно нивелировать за счет использования недорогих щелочей вместе с ПАВ. И за счет снижения стоимости раствора увеличить его суммарное количество, так что можно будет пренебречь потерями химических реагентов. Если устранить оставшиеся недостатки путем доработки

раствора, и вовлечением иностранных специалистов, хорошо разбирающихся в АСП, то эта технология имеет большой потенциал, со способностью увеличить коэффициент нефтеотдачи на Фёдоровском месторождении от 10 до 20%.

2.3.2. Микробиологические методы

С целью поддержания достигнутого уровня добычи на Федоровском нефтегазоконденсатном месторождении предлагается внедрение в практику прогрессивных методов повышения нефтеотдачи пластов. Микробиологическое воздействие на пласт в различных его модификациях

(закачка сухого активного ила, избыточного активного ила, биоконкомплексное воздействие) по праву можно считать одним из таких методов, нашедших широкое применение на сильно обводненных нефтегазоконденсатного месторождениях (>65%) и нефтегазоконденсатного месторождениях с низким КИН. Методом закачки сухого активного ила является наиболее экономичным.

Активный ил формируется в аэротенках (биосооружения для очистки сточных вод) в результате биохимической очистки сточных вод. В активном иле содержится много ценных органических (70–90 %) веществ, среди которых различные классы микроорганизмов-бактерий.

В работе «Возможность применения микробиологического воздействия на продуктивный пласт для увеличения его нефтеотдачи на Федоровском месторождении» были проведены расчеты по методике, разработанной научно-производственным объединением «Союзнефтепромхим» во главе с Э.М. Юлбарисовым.

Результаты расчетов по методике представлены в таблице 2

Таблица 3 – Показатели участка N на 01.01.2014 г.

Дата	Добыча за месяц, тыс. т		Дополнительная добыча нефти за счёт применения САИ (сухой активный ил), тыс. т
	жидкости	нефти	
Январь 2013			1,70622
Февраль 2013	19,76	0,675	2,43366
Март 2013	20,678	0,879	3,22075
Апрель 2013	25,89	0,765	3,97763
Май 2013	19,889	0,7757	4,84296
Июнь 2013	26,654	0,786	5,72061
Июль 2013	25,675	0,984	6,75353
Август 2013	23,567	0,856	7,49197
Сентябрь 2013	21,532	0,898	8,32085
Октябрь 2013	22,001	0,789	9,07665
Ноябрь 2013	20,564	0,923	9,98788
Декабрь 2013	19,456	0,632	10,6016

На основе расчётов построен график (рис.10), позволяющий оценить эффективность микробиологического метода.

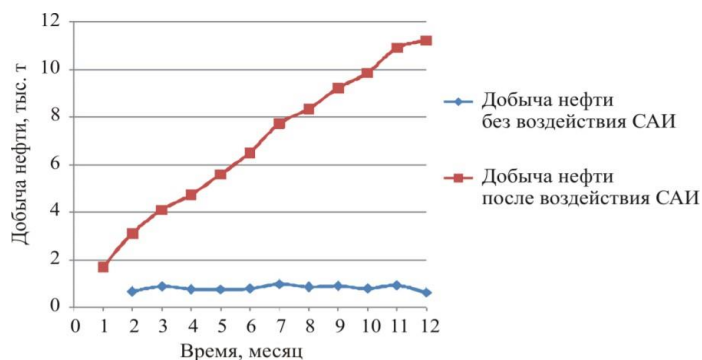


Рисунок 10 – Динамика добычи нефти до и после воздействия САИ

Расчеты по данной методике показали, что за 2013 г. на участке N Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения предположительно можно было бы добыть на 74,13 тыс. т нефти больше, чем было добыто.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Расчетные формулы 2. Таблицы	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена одна из современных и наиболее эффективных технологий, а именно технология ASP-заводнения. Данный вид заводнения благодаря комплексному воздействию на пласт позволяет одновременно увеличить коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата пласта заводнением и как результат увеличить нефтеотдачу.

В данном разделе приведено экономическое обоснование технологического мероприятия по ASP-заводнению нефтяных пластов. Целью данного обоснования является установление экономической целесообразности применения ASP-заводнения при разработке месторождений.

3.2 Формирование бюджета затрат на реализацию технологии ASP- заводнения

Затраты на реализацию технологии ASP-заводнения включают в себя стоимость материальных затрат на проведение технологии, заработную плату работников, амортизационные отчисления, отчисления во внебюджетные фонды, затраты на контрагентные услуги и накладные расходы.

3.2.3 Оборудование для проведения технологии ASP-заводнения

Необходимое оборудование для реализации ASP-заводнения представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Оборудование для проведения ASP-заводнения

№ п/п	Краткое описание действия	Используемое оборудование
1	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат
2	Закачка буферной жидкости	Насос
3	Закачка «продавочной» жидкости	Насос

4	Установка по приготовлению и закачке полимерных растворов	УДР-32М
5	Смешивание химических реагентов	Емкость

Техника, необходимая для проведения данного мероприятия представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Техника для проведения ASP-заводнения

№ п/п	Краткое описание действия	Используемая техника
1	Доставка рабочих до места проведения работ	А/м УАЗ
2	Установка манифольдов	Кран
3	Доставка жидкости	Цистерна

3.2.4 Расчет амортизационных отчислений

В соответствии с технологическим регламентом на проведение мероприятия по ASP-заводнению необходимо 48 часов.

Расчет амортизационных отчислений на оборудование, использованное для проведения данного вида заводнения, представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет амортизационных отчислений

№ п/п	Наименование материала	Количество	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб./48 часов
			Одного объекта	Всего	
1	НКТ	10	15000	150000	3125
2	ГНКТ	1	25000	25000	520,8
3	Хвостовик	1	560000	560000	11666,7
4	А/м УАЗ	1	400000	400000	8333
5	Насос	4	650000	2600000	54166,7
6	Цистерна	1	350000	350000	7291,7
7	Смешивающий агрегат	1	500000	500000	10416
8	Кран	1	400000	400000	8333,3
	Итого	20	2900000	2385000	49687,5

Амортизация рассчитывается по формуле 1:

$$P_A = \frac{P}{n}, \quad (1)$$

где P_A – стоимость амортизации;

P – стоимость активов;

n – срок эксплуатации.

Срок использования насосно-компрессорных труб (НКТ), гибких насосно-компрессорных труб ГНКТ, хвостовика – 2 года, а/м УАЗ и крана – 5 лет, насоса – 4 года, цистерны – 5 лет, смешивающего агрегата – 4 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается 48 часов.

Сумма амортизационных отчислений за время проведения мероприятия составит 49687,5 рублей.

3.2.5 Расчет материальных затрат на проведение технологии ASP-заводнения

Стоимость химических реагентов в растворе ASP - 4690 руб./м³. Транспортные расходы составляют 25% от стоимости материалов. Размер продуктивного пласта 270 м³. Величина материальных затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Материальные затраты на проведение технологии ASP-заводнения

№ п/п	Ресурсы	Количество единиц	Стоимость единицы с учетом доставки, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Химические реагенты в растворе ASP	270 м ³	4690	1267472
2	ГСМ для насоса	1440 литров	34 руб./литр	48960
3	ГСМ для а/м УАЗ	120 литров	34 руб./литр	4080
4	Спецодежда	30 комплектов	8000	240000
	Итого			1560512

Расчет топлива осуществляется исходя из того, что, а/м УАЗ был в пути 800 км, следовательно, при расходе топлива 15л/100 км было потрачено 120 литров. Насос использовался в рабочем режиме в течение всего периода работ. Расход насоса составляет 30л/ч, поэтому за период 48 часов было потрачено 1440 литров дизельного топлива.

Исходя из таблицы видно, что для проведения технологии ASP-заводнения необходимо наличие основных и вспомогательных материалов, общая стоимость которых будет равна 1560512 рублей.

Расчет заработной платы сотрудников представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество сотрудников	Оклад, руб.	Районный коэффициент, руб. (50%)	Зарплата с учетом надбавок, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (месяц)	Итого заработная плата, руб. (48 часов)
Оператор ДНГ	5	8700	13050	40455	202275	53940
Технолог ДНГ	3	9230	13845	42919,5	128758,5	34335,6
Главный специалист по бурению	1	12300	18450	94095	94095	25092
Главный специалист по ТКРС	1	10500	15750	80325	80325	21420
Полевой супервайзер	1	15400	23100	117810	117810	31416
Машинист	7	5600	8400	27720	794040	51744
Помощник буровика	5	7700	11550	36960	184800	49280
Геофизик	3	9560	14340	51624	154872	41299
Итого				308526,5		

Районный коэффициент принят равным 1,5. Работа рассчитана на 48 часов по данным, представленным в таблице, можно сделать вывод, что для проведения мероприятия потребуется бригада из 26 человек, общая заработная плата которой составит 308526,5 рублей.

3.2.6 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В таблице 9 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также фонд обязательного страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Таблица 9 – Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Должность	Заработная плата за проведение мероприятия, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
		ПФР, 22%	ФСС, 2,9%	ФОМС, 5,1%	Страхование от несчастных случаев, 0,5%
Оператор ДНГ	53940	11866	1564,2	2751	269,7
Технолог ДНГ	34335,6	7553,8	995,7	1751	171,7
Главный специалист по бурению	25092	5520	727,7	1279,7	125,5
Главный специалист по ТКРС	21420	4712,4	621,1	1092,4	107,1
Полевой супервайзер	31416	6911,5	911	1602,2	157,1
Машинист	51744	11383	1500,6	2638,9	258,7
Помощник буровика	49280	10841,6	1429	2513,3	246,4
Геофизик	41299,2	9085,8	1197,7	2106,3	206,5
Итого		67876	8947,3	15764,87	1542,6
		94130,8			

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний начисляются по тарифу 0,5, так как вид деятельности относится к 4 классу.

Согласно проведенным расчетам, общая сумма, уходящая во внебюджетные фонды, равна 94130,8 руб.

Затраты на контрагентные услуги составляют 821074 руб.

3.2.7 Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия по ASP-заводнению

Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№ п/п	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	1560512
2	Амортизационные отчисления	49687,5
3	Затраты на оплату труда	308526,8
4	Отчисления во внебюджетные фонды	94130,7
5	Контрагентные услуги	821074
	Сумма основных расходов	2833931,0
6	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	453429,0
	Суммарные затраты на мероприятие	3287360,0

Таким образом, исходя из таблицы 10, можно сделать вывод, что для полного проведения работ по ASP-заводнению с учетом амортизационных отчислений на используемое оборудование необходимо заложить в план работ затраты на 3287360 рублей.

3.3 Расчет экономической эффективности мероприятия

Технологию ASP-заводнения предлагается провести на 13 скважинах месторождения Z. Продолжительность технологического эффекта составит три года. Стоимость одного мероприятия равна 3287,36 тыс. руб. (таблица 11). Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после проведения ASP-заводнения составит 15,8 т/сут.

Среднегодовой темп уменьшения эффективности от проведенного мероприятия равен 20%. Коэффициент эксплуатации скважин – 0,94.

Себестоимость добычи нефти для предприятия составляет 14462,5 руб./т.

Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти – 51%.

Ставка дисконта принимается равной 10%, ставка налога на прибыль –24%.

Для расчетов возьмем нефть марки Brent. Стоимость данной нефти составляет 76,06 \$/баррель . Курс доллара 79,94 руб. 1 баррель равен 0,1364 т. Таким образом, стоимость нефти составит 46149,1 руб./т. Данные взяты на 08.05.2023 года.

Дополнительная добыча нефти за год после проведения мероприятия по ASP-западнению определяется по формуле 2:

$$Q = q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, (2)$$

где q – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.

Дополнительная добыча за 1-й год составит:

$$Q_{(1)} = 15,8 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 70472,74 \text{ тонн.}$$

В среднем продолжительность технологического эффекта по уже реализованным проектам приблизительно 1-2 года. С последующим течением времени темп снижения эффективности от ASP-западнения составляет около 15-20% в год. Таким образом, расчетное значение дебита в год n после проведения мероприятия можно найти по следующей формуле:

$$q_n = q_{(n-1)} - (q_{(n-1)} \cdot K_{\text{п}}), (3)$$

где q_n – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

$q_{(n-1)}$ – прирост среднесуточного дебита за предыдущий год, т/сут.; $K_{\text{п}}$ – среднегодовой коэффициент падения добычи, д.ед.

Прирост среднесуточного дебита за 2-й и 3-й года составит:

$$q_2 = 15,8 - (15,8 \cdot 0,2) = 12,64 \text{ т/сут.};$$

$$q_3 = 12,64 - (12,64 \cdot 0,2) = 10,11 \text{ т/сут.}$$

Дополнительная добыча за 2-й и 3-й года соответственно равна:

$$Q_{(2)} = 12,64 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 56378,19 \text{ тонн.};$$

$$Q_{(3)} = 10,11 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 13 = 45102,55 \text{ тонн.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году прассчитывается по формуле 4:

$$V_n = Q_n \cdot Ц_{\text{н}}, (4)$$

где Q – объём дополнительной добычи нефти в n -м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$B_1 = 70472,74 \cdot 46149,1 = 3\,252\,253\,526 \text{ руб.};$$

$$B_2 = 56378,19 \cdot 46149,1 = 2\,601\,802\,728 \text{ руб.};$$

$$B_3 = 45102,55 \cdot 46149,1 = 2\,081\,442\,090 \text{ руб.}$$

Текущие затраты на проведение мероприятия в году n определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 5:

$$\Delta Z_n = \Delta Z_{\text{доп } n} + Z_{\text{мер}}, \quad (5)$$

где $\Delta Z_{\text{доп } n}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в n -м году в свою очередь можно рассчитать по формуле 6:

$$\Delta Z_{\text{доп } n} = \Delta Q_n \cdot C \cdot (D_{\text{у.пер}} / 100), \quad (6)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{\text{у.пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$Z_{\text{доп } 1} = 70472,74 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 519798121,1 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп } 2} = 56378,19 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 415838496,9 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп } 3} = 45102,55 \cdot 14462,5 \cdot 0,51 = 332670797,5 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле 7:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (7)$$

где $C_{\text{мер}}$ – стоимость одного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 42735680 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты на проведение мероприятия составят:

$$Z_1 = 519798121,1 + 42735680 = 562533801,1 \text{ руб.};$$

$$Z_2 = 38018949,7 \text{ руб.};$$

$$З_3 = 11405684,9 \text{ руб.}$$

Для расчета налога на прибыль по формуле 8 рассчитывается налогооблагаемая прибыль на n-й год:

$$\Delta\Pi_{\text{н.обл}n} = \Delta B_n - \Delta Z_n, \quad (8)$$

где B_n – прирост выручки от реализации в n-м году, руб.;

Z_n – текущие затраты в n-м году, руб.

$$\Pi_{\text{н/обл}1} = 3252253526 - 562533801,1 = 2\,689\,719\,724,9 \text{ руб.};$$

$$\Pi_{\text{н/обл}2} = 2601802728 - 38018949,7 = 2\,563\,783\,778,3 \text{ руб.};$$

$$\Pi_{\text{н/обл}3} = 2081442090 - 11405684,9 = 2\,070\,036\,405,1 \text{ руб.}$$

Величина налога на прибыль за n-й год рассчитывается по формуле 9:

$$\Delta H_{кр} = \Delta\Pi_{\text{н.обл}} \frac{N_{кр}}{100} \quad (9)$$

где $N_{пр}$ – ставка налога на прибыль, %.

$$H_{пр1} = 2\,689\,719\,724,9 \cdot 0,24 = 645\,532\,733,9 \text{ руб.};$$

$$H_{пр2} = 2\,563\,783\,778,3 \cdot 0,24 = 615\,308\,106,8 \text{ руб.};$$

$$H_{пр3} = 2\,070\,036\,405,1 \cdot 0,24 = 496\,808\,737,2 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности за n-й год определяется по формуле 10:

$$\Delta\Pi ДН_n = \Delta\Pi_{\text{н.обл}n} - \Delta H_{прn}, \quad (10)$$

$$\Pi ДН_1 = 2\,689\,719\,724,9 - 645\,532\,733,9 = 2\,044\,186\,991 \text{ руб.};$$

$$\Pi ДН_2 = 2\,563\,783\,778,3 - 615\,308\,106,8 = 1\,948\,475\,671,5 \text{ руб.};$$

$$\Pi ДН_3 = 2\,070\,036\,405,1 - 496\,808\,737,2 = 1\,573\,227\,667,9 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности рассчитывается по формуле 11:

$$Д\Pi ДН_n = \frac{\Pi ДН_n}{(1+i)^n}, \quad (11)$$

$$Д\Pi ДН_1 = \frac{2\,044\,186\,991}{(1+0,1)^1} = 1\,858\,351\,810 \text{ руб.},$$

$$Д\Pi ДН_2 = \frac{1\,948\,475\,671,5}{(1+0,1)^2} = 1\,610\,310\,472,3 \text{ руб.},$$

$$Д\Pi ДН_3 = \frac{1\,573\,227\,667,9}{(1+0,1)^3} = 1\,181\,989\,232,1 \text{ руб.},$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 12:

$$\text{ЧДД}_n = \sum \text{ДПДН}_n, (12)$$

$$\text{ЧДД}_1 = \text{ДПДН}_1 = 1858351810 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 1858351810 + 1610310472,3 =$$

$$3\,468\,662\,282,3 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧДД}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 1858351810 + 1610310472,3 + 1181989232,1 = 4\,650\,651\,514,4 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения мероприятия по ASP-заводнению представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	70,5	56,4	45,1
Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти, тыс. руб.	3252253.5	2601802.7	2081442.1
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти, тыс. руб.	519798,1	415838,5	332670,8
Текущие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	42735,7	0	0
Общие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	562533,8	38018,9	11405,7
Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	645532.7	615308.1	496808.7
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2044186.9	1948475.6	1573227.6
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	1858351.8	1610310.4	1181989.2
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	1858351.8	3468662.2	4650651.5

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате реализации ASP-заводнения на 13 скважинах месторождения Z за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 172 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 4650651.5 тыс. руб. Бюджетная эффективность проекта равна 1363291,5 тыс. руб.

Рассчитанные показатели экономической эффективности позволяют сделать вывод об экономической целесообразности настоящего технологического мероприятия по увеличению КИН. Это позволяет рекомендовать ASP- заводнение к внедрению на типовых нефтяных месторождениях.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Дудин Илья Сергеевич	
Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на поздних стадиях разработки месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: технология ASP-заводнения. Область применения: нагнетательные скважины.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды; - Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; - Повышенный уровень общей и локальной вибраций; - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Опасные производственные факторы:</p>
	<ul style="list-style-type: none"> - Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - Производственные факторы, связанные с электрическим током; - Пожаровзрывоопасность; - Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением; - Химические вещества.

3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами и нефтью.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - нарушение электроснабжения; - взрыв и пожар. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Дудин Илья Сергеевич		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Метод ASP-заводнения основан на взаимодействии трехкомпонентной смеси с пластовой нефтью и породой. Проведение данной технологии заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление закачки воды, раствора ASP и полимерного раствора по заданным режимам, монтаж, демонтаж и обслуживание оборудования, используемого при закачке, контроль за работой агрегата. Работы по проведению мероприятия выполняются круглогодично на кустовых площадках.

ASP-заводнение, как и любые мероприятия, проводимые на скважинах, является источником повышенного уровня опасности при малейших отклонениях от технологического режима эксплуатации оборудования и правил проведения мероприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда во избежание наступления чрезвычайных ситуаций.

4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Технология ASP-заводнения осуществляется непосредственно на месторождениях, поэтому из-за удаленности места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 47 ТК РФ .

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междуменного отдыха.

Предусматривается выплата надбавки за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работ. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск длительностью 16 календарных дней для местностей, приравненных к районам Крайнего Севера и 24 календарных дня для районов Крайнего Севера.

Работник ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно соответствовать определенным требованиям. В конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства с целью устранения или снижения опасных и вредных факторов до определенных значений. Рабочая область оператора должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ .

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 . Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы и возможность передвижений. Также должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 .

4.3 Производственная безопасность

ASP-заводнение осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживанием которых занимается оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Работник, выполняя технологические операции на рабочем месте, состоящем из скважин, кустовой площадки и блоков автоматики, постоянно подвергается воздействию вредных и опасных факторов.

Согласно «ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда

(ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» при проведении мероприятия по ASP-заводнению присутствуют факторы, представленные в таблице 13:

Таблица 13 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ накустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [25]
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [26]
3. Повышенный уровень общей и локальной вибраций	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [27]
4. Отсутствие или недостаток Необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [28]
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [29]
6. Химические вещества	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [30]
7. Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [31]
8. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [32]
9. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования

				ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
--	--	--	--	--

4.3.3 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Работы по закачке ASP раствора в пласт проводятся на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работающего и даже несчастному случаю. Работающие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [25]. Материал спецодежды должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые и фибровые каски. Для защиты глаз от попадания песка используются очки. При работе с химическими реагентами необходимо использовать фильтрующие противогазы, резиновые перчатки, не промокающие рукавицы. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются (таблица 14).

Таблица 14 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха,
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Работа оператора ППД связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Также на удаленные месторождения работников доставляют на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [26] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на нефтегазопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются противошумными вкладышами или наушниками.

Повышенный уровень общей и локальной вибрации

Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД обусловлен работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. Согласно ГОСТ 12.1.012-90

[27] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. При вибрации производительность работника снижается, увеличивается вероятность получения травмы. Для защиты от вибрации используются резиновые перчатки.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [28] должна быть не ниже 10 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

4.3.4 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

При проведении работ на нефтепромыслах используется автомобильный

транспорт различного назначения, поэтому важно проводить мероприятия по устранению возможных механических травм, к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машины механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [29].

При осуществлении процесса заводнения используются высоконапорные насосы, вращающиеся части которых могут также представлять опасность для жизни работника. Основными правилами предосторожности являются: соблюдение правил техники безопасности, соблюдение формы одежды, повышенное внимание на рабочем месте.

Химические вещества

При ASP-заводнении используются такие химические реагенты, как щелочь и ПАА. При контакте в зависимости от концентрации вещества возможен химический ожог, раздражение кожи, потеря зрения, раздражение дыхательных путей. Важно соблюдать меры предосторожности при приготовлении раствора. Требования безопасности при работе с химическими реагентами прописаны в ГОСТ 12.1.007-76, при соблюдении которых можно избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника [30].

Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом

расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования.

Другая группа опасностей зависит от свойств вещества, находящегося в оборудовании, которое работает под давлением. Применение определенных материалов для сосудов с щелочью недопустимо, т.к. они вступают во взаимодействие. Рекомендуется использовать простые и нержавеющие стали. Важно проверять плотность фланцевых соединений для предупреждения ожогов щелочами. На трубопроводах, соединяющих насосы с емкостями, рекомендуется устанавливать обратные клапаны во избежание обратного потока реагента из аппарата в трубопровод при понижении давления [31].

Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на кустовых площадках является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД). На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющийся наиболее опасным. Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Поэтому важно чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [32].

Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Поэтому важно чтобы все электрооборудование и электроинструменты были

заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [32].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками.

Пожаровзрывоопасность

Основными причинами возникновения пожаров на кустовых площадках нефтяных и газовых месторождений являются:

1. Неосторожное обращение с огнем (при огневых работах);
2. Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
3. Нарушение режимов технологических процессов;
4. Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
5. Невыполнение требований нормативных документов по вопросам 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, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

4.4 Экологическая безопасность

Процесс закачки раствора ASP сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. С целью минимизации негативного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Атмосфера

При эксплуатации скважин происходит загрязнение атмосферного воздуха на кустовой площадке углеводородным газом и сопутствующими вредными веществами.

Для защиты атмосферы от загрязнения проводят следующие мероприятия:

- периодическая проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на территории кустовой площадки;
- уменьшение концентрации вредных веществ.

Гидросфера

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- разлив химических реагентов и нефти;
- перетоки флюида в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ.

После закачки химических реагентов в пласт, нагнетательную скважину рекомендуется промывать достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости необходимо производить в сборную емкость, а остатки реагентов

собирать и доставлять в места утилизации или уничтожения.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения

Литосфера

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые при ASP-закачке. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов. В целях предупреждения негативного влияния антропогенного фактора необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении мероприятия по закачке ASP раствора в пласт может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением;
- нарушение электроснабжения;
- взрыв и пожар.

Кроме этого, возможны ЧС природного характера, такие как паводковые наводнения, ураганы, пожары, попадание молнии.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. При нарушении герметичности оборудования есть вероятность возникновения взрыва. Работник может получить серьезные травмы и даже потерять жизнь.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует оградить опасную зону и остановить в ней работы, сообщить руководству о произошедшей ситуации, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо строго соблюдать технологический процесс, правила техники безопасности, инструкции, своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надежную работу оборудования, применять различные средства блокировки, которые позволят исключить аварии при неправильных действиях работников, периодически проверять уровень знаний обслуживающего персонала.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих требований:

- топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;
- электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;
- запрещается пользоваться факелами, спичками на кустовой

площадке;

- курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины при проведении ASP-заходнения, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сегодня основная доля мировой добычи нефти приходится месторождения, пик добычи на которых уже пройден. Значения МУН сложно переоценить, особенно если принять во внимание то, что существенная часть больших месторождений, ответственных за рост добычи в прошлом, находится на поздних стадиях разработки с падением добычи в среднем около 5% в год. К тому же перспективных районов для геологической разведки становится все меньше, что заставляет компании вести разведку более труднодоступных и/или глубоководных залежей. Поэтому для удовлетворения будущего спроса на энергоносители огромное значение приобретает использование эффективных стратегий максимального повышения нефтеотдачи.

В выпускной квалификационной работе были проанализированы современные методы увеличения нефтеотдачи пласта, условия их применения, преимущества и недостатки, и на основе проведенного анализа были выделены наиболее подходящие методы увеличения нефтеотдачи в условиях разработки объектов Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения.

Исходя из проанализированных данных можем сделать следующие выводы:

1) Применение ГРП и ЗБС считается наиболее эффективным решением, поскольку поздняя стадия разработки месторождений характеризуется высокой степенью обводненности продукции и увеличением трудноизвлекаемых запасов нефти.

2) Применение методов повышения нефтеотдачи является важной составляющей технологии освоения запасов месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М.:Недра.1968 г
2. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей. Изв.ВУЗов, Нефть и газ, 1972, № 10. - С.42-45
3. Корчагин М.С. Применение методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. // Молодой ученый. — 2020.— № 15 (305). — С. 28-30
4. Балиит, В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балиит, А. Бан, Ш. Долешал [и др.] – Москва, Недра, 1977.
5. Антониади, Д. Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами / Д.Г. Антониади. – Краснодар : Советская Кубань, 2000. – 464с.
6. Методы увеличения нефтеотдачи [Электронный ресурс] : OIL LOOT RU. – Режим доступа: <https://oilloot.ru/geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/metody-uvelicheniya-nefteotdachi/>
7. Дайк, Х. Проект компании «Салым Петролеум» по химическим методам повышения нефтеотдачи (проект EOR) – успех может быть достигнут только интеграцией / Х. Дайк, М.А. Баус, Я. Ньюверф, А. Уэзерилл, А. Кассим, Ф. Стойка // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. №5. – С. 64-66
8. Никитина, А.А. Салым Петролеум: технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов / А.А. Никитина // нефтегазовая вертикаль, - 2014. - № 10. – С.24-26
9. Максудов, Р. Классификация технологий водогазового воздействия / Р. Максудов, В. Зацепин // Технологии ТЭК. – 2007. - №1. – С.42-45
10. Каширина, К. О. Обзор отечественного и зарубежного опыта применения потокоотклоняющих технологий / К. О. Каширина // Научный форум Сибирь. – Тюмень, 2016. – Т.2. – С.8-10.
11. Степанова, Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на

нефтяные пласты / Г.С. Степанова. – Москва: Газоил пресс, 2006. – 200 с.

12. Ефремов, Е. П. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения / Е.П. Ефремов, А. И. Вашуркин, А.С. Трофимов, Г.К. Цымлянский, С.В. Королев // Нефтяное хозяйство, 1986. - №12. – С. 36-40

13. Пулькина, Н. Э., Зими́на С.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.; // Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. – 203 с.

14. 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

15. Хайитов О.Г., Акрамов Б.Ш., Нуритдинов Ж.Ф. ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. //Евразийский союз ученых. —2020. —№ 1-3 (70). —С. 15-20

16. Амиров А. А. Обзор применения технологии водогазового воздействия. // Молодой ученый. — 2020.— № 20 (310). — С. 77-79

17. Ибрагимов Р.К. и др. Микробиологические методы увеличения добычи нефти: обзор / Вестник технологического университета. – 2016. — 102 №24. – с. 35-39. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27506219>].

18. Маслин А.И., Новиков А.С., Сериков Д.Ю. Высокотехнологичное нефтепромысловое оборудование // Сфера. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 30–35.

19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

20. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

21. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.
22. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
23. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
24. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
25. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих.
26. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность.
28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
29. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества.
31. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные.
32. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность.
33. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера.