



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП/ОПОП Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Применение потокоотклоняющих технологий с целью повышения нефтеотдачи пластов

УДК 662.276.43

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич

Тема работы:

Применение потокоотклоняющих технологий с целью повышения нефтеотдачи пластов	
<i>Утверждена приказом директора</i>	№ 39-66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

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	Потокоотклоняющие составы в ограничении водопродящих каналов пласта. Виды осадкогелеобразующих технологий. Виды воздействия потокоотклоняющими технологиями. Проектирование технологии увеличения нефтеотдачи пласта с применением композиции биоПАВ КШАС-М. Выбор метода и участка воздействия. Мероприятия по подготовке внедрения технологии с применением композиции биоПАВ КШАС-М
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
----------------------------	--

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич		

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич

Тема работы:

Применение потокоотклоняющих технологий с целью повышения нефтеотдачи пластов
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
17.02.2023	Обзор существующих потокоотклоняющих технологий	25
24.02.2023	Геолого-промысловая характеристика X месторождения	20
03.03.2023	Проектирование технологии увеличения нефтеотдачи пласта с применением композиции биоПАВ КШАС-М	25
17.03.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
31.03.2023	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 99 с., 11 рисунков, 20 таблиц, 40 использованных источников, 2 приложения.

Объектом исследования является применение потокоотклоняющих технологий для повышения нефтеотдачи пластов. В процессе исследования выполнен анализ показателей разработки, проанализированы перспективные потокоотклоняющих технологии, и выбрать с наиболее оптимальным технологическим эффектом.

Цель работы – провести анализ разработки X месторождения, оценить воздействие на продуктивный пласт потокоотклоняющей технологии, с использованием композиции биоПАВ КШАС-М. Оценить эффективность данной технологии.

Определён участок воздействия, произведено обоснование выбора объекта воздействия. Описана технология проведения мероприятия по закачке композиции биоПАВ КШАС-М. Проведён расчёт основных параметров. Представлены показатели ожидаемой технологической эффективности от рекомендуемого мероприятия. По участку дополнительно добыли нефти 530,1 тонн, чистая дополнительная прибыль составила 19,46 млн руб.

В результате рекомендовано дальнейшее внедрение на X нефтяном месторождении потокоотклоняющих технологий для повышения извлечения нефти и для снижения обводнения.

Содержание

Введение.....	10
Определения, обозначения и сокращения	12
1 Обзор существующих потокоотклоняющих технологий	13
1.1 Потокоотклоняющие составы в ограничении водопродводящих каналов пласта.....	13
1.2 Виды осадкогелеобразующих технологий.....	15
1.3 Виды воздействия потокоотклоняющими технологиями.....	20
2 Геолого-промысловая характеристика X месторождения.....	23
2.1 Общие сведения о месторождении	23
2.2 Общая характеристика продуктивных пластов	23
2.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов	29
3 Динамика и состояние разработки X месторождения.....	31
3.1 Анализ показателей разработки	31
3.2 Анализ фонда скважин	33
4 Проектирование технологии увеличения нефтеотдачи пласта с применением композиции биоПАВ КШАС–М	35
4.1 Опыт применения потокоотклоняющих технологий в НГДУ «Х»	35
4.2 Выбор метода воздействия.....	38
4.3 Выбор участка воздействия	41
4.4 Мероприятия по подготовке внедрения технологии с применением композиции биоПАВ КШАС-М	43
4.5 Технические средства, материалы, оборудование, необходимые для осуществления технологии	45
4.6 Технология применения композиции биоПАВ КШАС-М и модифицированной госсиполовой смолы	46
4.7 Расчет технологических параметров закачки композиции биоПАВ КШАС-М	48

4.8 Оценка ожидаемого технологического эффекта	49
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 63	
5.1 SWOT-анализ.....	63
5.2 Расчёт продолжительности выполнения работ.....	66
5.3 Расчёт сметной стоимости работ.....	68
5.4 Определение экономической эффективности.....	71
6 Социальная ответственность	74
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	74
6.1.2 Организационные мероприятия	75
6.2 Производственная безопасность при работах на кустовой площадке	77
6.2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	79
6.3 Экологическая безопасность.....	84
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
Заключение	89
Список использованных источников	90
ПРИЛОЖЕНИЕ А	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ В	97

Введение

Из-за сложных геолого-физических особенностей нефтяных месторождений, таких как неоднородность по проницаемости и аномально-вязкостные свойства неньютоновских флюидов, высокие темпы добычи нефти с использованием методов поддержания пластового давления приводят к увеличению обводнения добываемой продукции из скважин. В процессе разработки месторождений было уделяется меньшее внимание остаточным запасам нефти, которые могут иметь значительный объем. В настоящее время месторождения находятся в последней стадии разработки, при этом остаточные запасы нефти, которые могут быть значительными, остаются неучтенными.

Опыт разработки различных нефтяных месторождений при разных геолого-промысловых условиях показывает, что с течением времени обводненность скважин увеличивается, а объем добытой воды значительно превышает объем добытой нефти. Одной из причин потери нефти является ее задержка в застойных и низкопроницаемых зонах, так как процесс обводнения не охватывает всю пластовую толщу. Главными факторами, способствующими преждевременному обводнению, являются слоистая неоднородность разрабатываемых объектов и естественная/техногенная трещиноватость коллекторов, особенно в зоне нагнетательных скважин. В связи с этим проводятся анализ, исследования и внедрение потокоотклоняющих технологий, которые позволяют уменьшить проницаемость промытых зон пласта и снизить степень его неоднородности, улучшая направленность добычи.

Оценка технико-экономической эффективности данных технологий основана на увеличении добычи нефти и сокращении объема попутно-добываемой воды путем снижения обводненности скважин. Это позволяет достичь дополнительных прибылей.

С начала использования в промышленных масштабах, потокоотклоняющие технологии базировались на принципе распределения осадка и гелей на больших расстояниях от забоя нагнетательной скважины. Однако сегодня большее внимание уделяется применению этих технологий для снижения объемов попутно-добываемой воды. Главной целью внедрения является выравнивание профилей приемистости нагнетательных скважин и включение ранее неэффективно разрабатываемых интервалов.

Цель этого исследования заключается в изучении и анализе процесса разработки X нефтяного месторождения, которое осуществляется НГДУ "С" ООО "V" ОАО АНК "Z". В рамках работы были рассмотрены различные аспекты, такие как геологические и промысловые условия, показатели добычи, применяемые технологии и методы разработки, анализ состава нефти и воды, а также будут представлены рекомендации и перспективы для дальнейшей разработки месторождения.

Задачами данной работы является анализ X нефтяного месторождения НГДУ «ТС» ООО «V» ОАО АНК «Z». X нефтяное месторождение находится на поздней стадии разработки. В 2009 г. по месторождению добыто 537,9 тыс.т нефти, что составляет 0,08 % от начальных геологических запасов. Жидкости отобрано 5756,7 тыс.т, обводненность продукции 90,7 % [1].

В данном исследовании требуется проанализировать процесс воздействия на продуктивный пласт с использованием технологии биоПАВ КШАС-М. Было проведено обоснование выбора объекта воздействия и осуществлена оценка технологической и экономической эффективности данного подхода. В результате анализа было рекомендовано дальнейшее внедрение потокоотклоняющих технологий на X нефтяном месторождении для увеличения добычи нефти и снижения объемов попутно-добываемой воды.

Определения, обозначения и сокращения

АНК – акционерная нефтяная компания

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ОАО – открытое акционерное общество

ПАВ – поверхностно активные вещества

ВНК – водонефтяной контакт

скв. – скважина

г. – год

КИН – коэффициент извлечения нефти

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ПАА – полиакриламид

СЩВ – силикатно-щелочное воздействие

ШГН – штанговый глубинный насос

ЭЦН – электроцентробежный насос

УЭДН – установка электродиафрагменного насоса

руб. – рубль

ИТР – инженерно-технические работники

ПДК – предельно-допустимая концентрация

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

ДНС – дожимная насосная станция

БКНС – блочная кустовая насосная станция

1 Обзор существующих потокоотклоняющих технологий

1.1 Потокоотклоняющие составы в ограничении водопроводящих каналов пласта

Остаточные запасы нефти, распределенные в областях низкой проницаемости и неоднородных пластов, связаны в основном с наличием макронеоднородностей и линз в залежах. При использовании заводнения, проблема с неполнотой извлечения остаточных запасов не является решенной, метод позволяет извлечь их лишь частично, не смотря на свою долгоиграющую историю. Главные причины недостаточного извлечения остаточной нефти – капиллярные, вязкостные, гравитационные и упругие силы. Эти факторы основываются на различии в вязкости и плотности между нефтью и водой, а также на различных свойствах смачивания и микронеоднородности пористой среды, а также снижении пластового давления.

Вода, которая является агентов вытеснения, проходит путь от нагнетательных скважин до добывающий по основным прослоям пласта и его подошве, тем самым, не реализуя должное вытеснение нефти. При этом в застойных зонах остается весомое количество нефти, эти застойные зоны связаны нейтральными линиями тока. По своему составу нефть, которая осталась не вытесненной, отличается от нефти в промытых частях пласта, она насыщена более тяжелыми компонентами и имеет более высокие значения вязкости и для ее получения требуется затратить большие усилия. В этом, как раз должны помочь химические и физические методы извлечения.

Чтобы помочь остаточной нефти выйти наружу, следует обеспечить наилучшую подвижность флюида в пласте с неоднородными свойствами (в конкретных частях пласта с высокой нефтенасыщенностью). Снижая проницаемость обводненной зоны, мы увеличиваем ее фильтрационное сопротивление – это является решением в стационарном режиме заводнения.

Данная структура взаимодействия с нефтенасыщенным пластом взята за основу при реализации новых усовершенствованных технологий, при которых охват заводнения растёт за счет применения водоизолирующих химреагентов.

Если подвижность воды будет снижена в части пласта, где проходило заводнение, то возможно получить прирост притока нефти. Данный вывод был получен, благодаря тому, что было проанализировано выражение удельного расхода нефти из неоднородного пласта, состоящего из слоев, разделенных непроницаемой перегородкой [2].

$$q_n = \frac{K_n / \mu_n}{K_n / \mu_n + K_v / \mu_v} \left(q - \frac{K_v}{\mu_v} \cdot G \right),$$

где q_n , q – соответственно общий удельный расход нефти и жидкости, м³/с;

K_n / μ_n ; K_v / μ_v – подвижности соответственно нефти и воды, мкм²/МПа×с;

G – модуль градиента давления, необходимого для преодоления предельного напряжения сдвига, МПа/м.

Чтобы перераспределить потоки из нагнетательной скважины в добываемую, следует создать надежный изолированный экран, разделяющий водонасыщенную часть пласта. В этом приходят на помощь реагенты на основе осадкогелеобразующих компонентов или вязкоупругие составы

Данный экран способен существовать только в водном растворе, за определенное время он формирует на забое пласта экранирующую маску. Для того чтобы, данная маска появилась требуется два компонента: основной (структурный) и второстепенный (образующий).

Из-за различия условий, в которых применяется данная технология, соотношение и состав используемых реагентов очень варьируется.

Выбор реагента для создания изолирующего экрана в пласте, опирается на несколько факторов [2]:

- Химический состав и характеристики пластовых вод.

- Состав и свойства нефти.
- Минералогический состав пород и их способность к обмену веществ.
- Химическая активность вводимого реагента по отношению к компонентам продуктивного пласта.

Важно отметить, что данные химреагенты, благодаря которым образуется изолирующий экран и повышается нефтеотдача пласта, реагируют в свою очередь не только с компонентами пластовой нефти и воды, но и с компонентами образующие саму породу пласта. Так, например, глинистые компоненты увеличивают свой объём под воздействием щелочной среды.

Данная технология имеет большую перспективу в применении для увеличения охвата частей, да и всего нефтеносного пласта и последующего роста показателей нефтеотдачи.

1.2 Виды осадкогелеобразующих технологий

В АНК "Z" все технологии, используемые для образования осадков и гелей, классифицируются следующим образом:

В АНК "Z" применяются технологии, которые основаны на взаимодействии закачиваемого реагента с минерализованной пластовой водой, в результате чего образуются осадки и гели:

а) Щелочно-полимерные растворы - При взаимодействии щелочных растворов с полимерами образуются гели, которые после применения блокируют песчаные прослойки в пласте, улучшая процесс добычи нефти.

б) Силикатно-щелочные растворы - растворы щелочей и силикатов реагируют между собой, образуя гели, которые блокируют песчаные прослойки и повышают эффективность добычи нефти.

в) Дистиллированная жидкость - дистиллированная вода или растворитель используются в качестве раствора для реагентов, которые образуют гели и осадки, блокирующие песчаные прослойки.

г) Композиции на основе кремниевой кислоты - При взаимодействии кремниевой кислоты с минерализованной пластовой водой образуются кремниевые гели, которые после применения способны блокировать песчаные прослойки в пласте, улучшая эффективность процесса добычи нефти.

д) Композиции на основе отходов производства многоатомных спиртов - используются отходы производства многоатомных спиртов, которые реагируют с минерализованной пластовой водой, образуя гели и осадки.

В АНК "Z" применяются технологии, основанные на образовании гелей путем последовательного смешивания двух реагентов в пласте. Эти технологии позволяют достичь формирования гелевой структуры, которая блокирует прослойки и улучшает процесс добычи нефти:

а) Композиции на основе полиэлектролитов - При смешивании двух реагентов, содержащих полиэлектролиты, образуется гель, который способен блокировать песчаные прослойки в пласте. Это позволяет повысить эффективность добычи нефти и улучшить процесс разработки месторождения.

б) Композиции на основе жидкого стекла - При смешивании жидкого стекла с другим реагентом образуется гель, который способен блокировать песчаные прослойки в пласте. Это улучшает проницаемостные свойства пласта и повышает эффективность добычи нефти. Применение таких композиций позволяет оптимизировать процессы разработки нефтяных месторождений и повысить их производительность.

в) Композиции на основе алюмохлорида - при смешивании двух реагентов на основе алюмохлорида образуется гель, который блокирует песчаные прослойки в пласте и повышает эффективность добычи нефти.

Все эти технологии направлены на улучшение процесса добычи нефти, блокируя песчаные прослойки и увеличивая проницаемость пласта. Однако

каждая из них имеет свои особенности и применяется в зависимости от условий и особенностей конкретного месторождения нефти.

В АНК "Z" применяются микробиологические технологии, которые основаны на использовании композиции жидкого или сухого ила. Эти технологии включают в себя воздействие специально подобранных микроорганизмов на пластовую среду с целью улучшения процессов нефтеизвлечения. Композиция ила содержит определенные виды микроорганизмов, которые способны изменять физико-химические свойства пласта, улучшать его проницаемость и увеличивать добычу нефти. Эти микробиологические технологии являются инновационным подходом к добыче нефти и способствуют повышению эффективности процессов разработки месторождений.

Технологии, основанные на конденсации и флокуляции твердых суспензий. Для этого используются специальные реагенты, которые способствуют слипанию и сгруппированию твердых частиц в пласте. Этот процесс приводит к образованию группировок частиц, называемых флокулами, которые блокируют песчаные прослойки и одновременно улучшают проницаемость пласта. Таким образом, эти технологии позволяют повысить эффективность добычи нефти путем улучшения фильтрационных свойств пласта и снижения проникновения твердых частиц в скважины.

Технологии, использующие переход через определенное время в гель: композиции на основе нефелина - эти технологии основаны на использовании композиций на основе нефелина, которые после закачки в пласте переходят в гель. Этот гель блокирует песчаные прослойки и улучшает проницаемость пласта [3].

Технологии, основанные на взаимодействии закачиваемого реагента с породой коллектора, с целью образования гелей. Одна из таких технологий основана на использовании композиций на основе хлористого алюминия. При контакте этого реагента с породой коллектора происходит образование геля,

который блокирует песчаные прослойки и одновременно улучшает проницаемость пласта. Это позволяет повысить эффективность нефтедобычи путем улучшения фильтрационных свойств пласта и уменьшения проникновения песчаных частиц в скважины.

Соответственно, закачка растворов реагентов через нагнетательные скважины является основным способом воздействия на пласт в рамках данных технологий. Объем закачки растворов реагентов в каждом цикле определяется в зависимости от трех основных факторов: глубины пласта, текущего состояния разработки участка пласта и выбранной технологии. Обычно, объем закачки составляет от 20 м³ до 2000 м³. При этом, для определения объема закачки необходимо проводить тщательный анализ геологических данных и прогнозирование результатов воздействия на пласт.

В последнее время в промышленности находят применение комбинированные технологии, которые сочетают в себе процессы из разных видов технологий. Одним примером такой технологии является многокомпонентная композиция, известная как гелеобразующая многокомпонентная композиция (КОГОР), которая использует ранее упомянутые реагенты и наполнители. Применение многокомпонентной композиции позволяет расширить возможности использования осадкогелеобразующих технологий в различных геолого-промысловых условиях. Это достигается путем подбора оптимальных реагентов для создания композиций с нужными свойствами, которые соответствуют конкретным условиям на месторождении. Такой подход позволяет значительно повысить эффективность применения технологий обработки пласта, снизить затраты и сократить временные затраты на внедрение новых технологий в производственный процесс [4].

По типу используемых реагентов основные технологии, использующие осадкогелеобразующие реагенты для воздействия на пласт, включают:

1. Технологии на основе силиката натрия: включают силикатно-щелочные растворы, силин, нефелин и гели жидкого стекла с соляной кислотой [4].

2. Технологии на основе водорастворимых полимеров: включают полимерное воздействие, композиции с полиакриламидом (ПАА) - полиакриловыми веществами, а также полимер-дисперсные системы.

3. Микробиологические технологии: включают использование активного ила в различных формах и композициях, а также биологические продукты очистных сооружений (БОС).

4. Технологии на основе продуктов биосинтеза: включают биополимеры, биоПАВы и их различные модификации, а также композиции с химическими реагентами.

5. Технологии на основе хлорида алюминия: включают хлориды и оксихлориды алюминия с добавками щелочей.

6. Комбинированные технологии осадкогелеобразующих реагентов (КОГОР): включают композиции, состоящие из силиката натрия, щелочей, алюмохлорида и глинопорошка.

Каждая из этих технологий имеет свои преимущества и недостатки, а также определенную область применения. Например, силикатные реагенты обычно применяются для замкнутых пластов с низкой проницаемостью, а полимерные реагенты - для пластов с высокой проницаемостью. Микробиологические технологии применяются для очистки пластов от биологических отложений и органических загрязнений, а биополимеры и продукты биосинтеза могут использоваться для создания более устойчивых гелей и улучшения их свойств.

Комбинированные технологии КОГОР объединяют различные типы реагентов для достижения максимального эффекта и улучшения качества гелей. Однако, введение большого количества компонентов может усложнить

процесс подбора оптимальной композиции и требует более тщательного контроля за процессом закачки [5].

Операторы выбирают технологию воздействия на пласт с помощью осадкогелеобразующих реагентов, исходя из уникальных геологических условий месторождения, состава пласта и целей, которые они хотят достичь.

1.3 Виды воздействия потокоотклоняющими технологиями

В настоящее время все виды воздействия на объект разработки с использованием потокоотклоняющих технологий можно классифицировать следующим образом:

- воздействие на призабойную зону пласта с целью выравнивания профиля приемистости;
- воздействие на межскважинную зону пласта с целью изменения фильтрационных потоков и увеличения охвата пласта заводнением;
- воздействие на призабойную зону пласта с целью селективной изоляции выработанного пласта.

Очаговое воздействие заключается в установке потокоотклоняющих устройств внутри одной скважины. Это позволяет изменять направление потока жидкости и направлять его в определенные зоны пласта для увеличения добычи.

Воздействие на залежь предполагает установку потокоотклоняющих устройств в нескольких скважинах, расположенных вблизи друг от друга. Это позволяет изменять направление потока жидкости и направлять его на определенную залежь, что способствует повышению добычи.

Через нагнетательную скважину осуществляется установка потокоотклоняющих устройств на приемном конце скважины, что позволяет направлять поток жидкости в нужном направлении и повышать добычу из определенной зоны пласта.

Через добывающую скважину воздействие производится путем установки потокоотклоняющих устройств на дно скважины или на устье, что также позволяет направлять поток жидкости в нужном направлении и повышать добычу [6].

Системное воздействие осуществляется путем установки потокоотклоняющих устройств одновременно на нагнетательной и добывающей скважинах, что позволяет управлять направлением потока жидкости между скважинами и повышать добычу из определенной зоны пласта.

Каждый вид воздействия имеет свои особенности и может быть эффективен в разных геологических условиях и на разных объектах разработки.

При использовании потокоотклоняющих технологий для выравнивания профиля приемистости в призабойной зоне пласта применяются различные конструкции искусственных фильтрационных пластов, которые позволяют получить равномерное распределение дебитов по всей длине скважины. К таким технологиям относятся, например, градиентные фильтры и штуцерно-колодезные системы.

Для достижения селективной изоляции выработанного пласта воздействие на призабойную зону пласта может быть выполнено с использованием различных конструкций искусственных преград, таких как затрубные запорные клапаны, пакеры и т.д. Они позволяют изолировать часть скважины и сосредоточить производство на более мощных и перспективных пластах.

Следовательно, при относительно высокой выработанности пластов, предпочтение отдается первым двум способам воздействия на пласт с использованием потокоотклоняющих технологий: выравниванию профиля приемистости в призабойной зоне пласта и изменению фильтрационных потоков, и увеличению охвата пласта в межскважинной зоне путем

заводнения. При этом важно соблюдать последовательность этих методов, руководствуясь технико-экономической оценкой ожидаемых результатов.

При этом следует учитывать, что каждый способ воздействия имеет свои преимущества и ограничения, и выбор конкретного способа зависит от характеристик пласта и задачи, которую необходимо решить. Важно также учитывать экологические и социальные аспекты при выборе и применении технологий воздействия на пласт.

2 Геолого-промысловая характеристика X месторождения

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение, расположенное в западной части Республики Башкортостан и восточной части республики Татарстан, находится в X районе и Бавлинском районе соответственно. Оно находится на расстоянии 190 км от столицы Башкортостана, города Уфы. Промышленная разработка месторождения была начата в 1937 году. Обзорная карта района, где расположено месторождение, доступна в приложении А и обозначена как рисунок А1.

X месторождение представляет собой месторождение с сложной геологической структурой и обладает уникальным объемом извлекаемых запасов нефти. Начальные запасы месторождения, оцененные по категории А+С1, составляют 653,086 миллиона тонн нефти в геологических условиях, при этом доступно для извлечения 350,080 миллиона тонн нефти. Геологические запасы по категории С2 оцениваются в 21,428 миллиона тонн нефти, а извлекаемые запасы составляют 5,399 миллиона тонн нефти [7].

2.2 Общая характеристика продуктивных пластов

На X месторождении в настоящее время обнаружены девять основных продуктивных объектов, из которых добываются коммерчески значимые потоки нефти. Эти объекты включают пласты DIII и DIV, которые находятся в отложениях старооскольского горизонта D2st, пласт DII в муллинских отложениях D2ml, пласт DI в пашийских отложениях D3ps, продуктивный пласт в верхнем турнейском ярусе C1t, продуктивная толща в нижних терригенных отложениях C1t1, а также карбонатные пласты заволжского D3zv и алексинского C1al горизонтов. Все эти объекты играют значительную роль в обеспечении высокого объема нефтяных притоков на месторождении [7].

На X месторождении существует песчаный пласт DIV, который является самым нижним нефтеносным горизонтом. На S площади была обнаружена небольшая нефтяная залежь в этом пласте. Размеры залежи составляют $8,5 \times 3,5$ км с высотой пласта 8 метров на X площади и $1 \times 2,5$ км с высотой пласта 4 метра. Залежь является пластовой и сводовой. Начальное пластовое давление составляет 17,75 МПа, водонефтяной контакт на глубине 1530 метров, а нефтенасыщенная толщина равна 4,6 метра [7]. Залежь находится в упруго-водонапорном режиме как на начальном этапе, так и в настоящее время.

X месторождение содержит нефтеносный песчаный пласт DIII, с начальным пластовым давлением 17,36 МПа. Внутри этого пласта обнаружены пять небольших залежей, из которых две расположены на S площади. Литология песчаников данного пласта характеризуется значительной изменчивостью. Режим этих залежей является упруго-водонапорным, что означает наличие давления в пласте и наличие воды в порах песчаника.

Пласт DII является одним из основных нефтеносных горизонтов на X месторождении. В этом пласте преобладают кварцевые, мелкозернистые песчаники, которые хорошо отсортированы и иногда переходят в крупнозернистые алевролиты. Пласт DII разделяется на две части: верхнюю и основную пачки. Песчаники верхней пачки обладают низкими коллекторскими свойствами и имеют прерывистую структуру. Средняя пористость песчаного пласта составляет 17%, а проницаемость - 0,267 мкм². Толщина песчаного пласта варьируется от 1 до 3,6 метров. Залежи нефти в верхней пачке пласта, в основном, являются литологическими, хотя иногда могут иметь структурно-литологический характер. В некоторых случаях песчаники верхней пачки сливаются с песчаниками основной пачки, образуя единую гидродинамическую систему.

В основной пачке пласта DII песчаники имеют широкое распространение и характеризуются высокими коллекторскими свойствами.

Они хорошо отсортированы. Средняя пористость песчаников составляет 22,1%, а проницаемость - 0,404 мкм². Толщина песчаного пласта в основной пачке варьирует от 12 до 22 метров, среднее значение составляет 15,6 метров. Минимальные толщины коллекторов наблюдаются в юго-западной части X площади, где песчаники замещаются глинисто-алевролитовыми породами. В зонах с увеличенными толщинами песчаников верхней и основной пачек происходит их слияние. При слиянии коллекторов в этих зонах образуется единый объект. Площадь зон слияния составляет около 34% от общей площади распространения коллекторов верхней пачки. Залежь в основной пачке относится к типу сводовых залежей. Ее размеры составляют 18х7 километров, а высота залежи составляет 33 метра. Более 70% площади залежи занято водой.

Основной объект разработки на X месторождении связан с песчаниками пласта D1, который расположен на глубине 1764-1784 метров. Этот пласт характеризуется кварцевыми и мелкозернистыми песчаниками. Пласт D1 состоит из трех продуктивных пропластков: верхнего, среднего и нижнего [7]. В верхнем пропластке с толщиной около 1,5 м обнаружено 82 залежи различных типов, включая структурно-литологические и литологические. Размеры залежей варьируются от небольших (0,5×2 км) до крупных (11×7 км). Начальное пластовое давление составляет 16,92 МПа, а режим работы пласта в начальной стадии является упруго-водонапорным [7]. Пласт D1 эксплуатируется с поддержанием пластового давления с 1948 года и находится в заключительной стадии разработки. Пористость пласта составляет 20,4%, а проницаемость составляет 0,268 мкм².

В среднем и нижнем пропластках (со средней эффективной толщиной 6,4 м) выявлены четыре залежи, с наиболее крупной залежью размером 42×22 км, а остальные залежи являются небольшими [7]. Начальные отметки верхнего нефтяного контакта находятся в диапазоне 1486,6-1489,2 метров. Пористость в этих пропластках составляет 21,1%, а проницаемость - 0,520

мкм². Разработка пласта ведется с 1945 года, сначала на естественном упруговодонапорном режиме, а с 1949 года с поддержанием пластового давления. В настоящее время пласт находится на заключительной стадии разработки.

В карбонатных отложениях фаменского яруса X месторождения обнаружены значительные нефтяные проявления с коммерческой ценностью. Продуктивные зоны состоят из известняков, а залежи принадлежат к структурно-литологическому типу. Режим работы этих залежей можно охарактеризовать как режим истощения, что указывает на то, что пласт находится в заключительной стадии разработки.

Средняя толщина пласта на X месторождении составляет 18 метров. Пористость этих пластов относительно низкая и составляет около 3%, в то время как проницаемость равна 0,25 мкм².

В отложениях верхнефаменского подъяруса на X месторождении обнаружены двадцать три залежи, которые также классифицируются как структурно-литологического типа. Начальное пластовое давление в этих залежах составляет 13,76 МПа. Разработка данных залежей осуществляется с поддержанием пластового давления.

Следует отметить, что несмотря на низкую пористость и проницаемость карбонатных пластов, обнаружены промышленные нефтепроявления, и разработка данных пластов проводится с учетом их особенностей и режима работы.

Верхняя часть турнейского яруса на X месторождении содержит промышленно значимые запасы нефти. Они обнаружены в пористых известняках верхней части кизилковского горизонта, которые имеют толщину около шести метров. В этой продуктивной пачке насчитывается шестнадцать нефтяных залежей [7].

Основная залежь на X месторождении имеет значительные размеры, составляющие 30x8 километров, при толщине пласта 45 метров. В ней

обнаружена нефтенасыщенная толщина в размере 9 метров, а верхняя и нижняя отметки начального капиллярного давления (ВНК) находятся в диапазоне от 971 до 982 метров. Рядом с основной залежью расположена вторая залежь размером 8х3,5 километра и высотой 15,5 метров. Средняя проницаемость пласта составляет 0,217 мкм², а начальное пластовое давление составляет 11,2 МПа.

Исходный режим работы залежи на X месторождении был упруговодонапорным, что подразумевает, что давление в пласте поддерживалось естественным путем. В настоящее время разработка пласта осуществляется с поддержанием пластового давления, что означает активное контролирование давления в пласте с целью максимального извлечения нефти из залежи [7].

На месторождении развиты неоднородные пласты терригенной толщи нижнего карбона. Например, на X площади преобладает развитие пласта CVI-2, в то время как на S площади развит пласт CVI-3. Кроме того, значительная часть месторождения характеризуется замещением песчаников непроницаемыми породами, составляющими 11-29% по площадям и 24% в целом по месторождению. В некоторых скважинах пласты песчаников сливаются между собой [7].

Терригенная толща нижнего карбона содержит значительные залежи нефти, которые являются одним из основных объектов разработки. Нефтеносные песчаники и алевролиты находятся в виде линз среди аргиллитов и глин. Опробование песчаников нижнего карбона проведено во множестве скважин, и начальные дебиты скважин в среднем составляют 10-20 тонн нефти в сутки. Это указывает на коммерческую перспективу разработки этих залежей и потенциал для дальнейшего увеличения добычи нефти [7].

Согласно проведенным исследованиям керна и результатам опробования, пористость отложений терригенной толщи нижнего карбона

имеет нижний предел в размере 13%. Это указывает на наличие приемлемого уровня пористости для аккумуляции нефти.

Залежи нефти в пласте CVI-1 преимущественно принадлежат к литологическому типу, хотя также встречаются и залежи структурного типа. Размеры залежей могут значительно варьировать.

На X площади самая крупная залежь расположена в центральной части X структуры. Эта залежь относится к структурно-литологическому типу и ограничена непроницаемыми породами со всех сторон, кроме южной, где имеется контакт с контурной водой на определенной отметке [7].

Дополнительные залежи на X площади имеют ограниченные размеры. Водонефтяной контакт, то есть граница между нефтяным и водяным насыщением, находится в диапазоне от 957 до 960 метров.

На S площади X месторождения залежи пласта CVI-3 являются самыми объемными. Основная залежь занимает почти всю площадь и относится к структурному типу с меньшим влиянием литологических факторов. Ее размеры составляют примерно 12×13 километров при высоте около 32 метров [7].

Характеристика продуктивных пластов и объектов представлена в таблице Б1 приложения Б.

Сводный контур указывает на присутствие нескольких залежей различных размеров, форм и расположений в терригенной толще нижнего карбона на большей части X месторождения. Это свидетельствует о наличии нефтеносных песчаников трех пластов. Залежи могут иметь различные размеры, формы и водонефтяные контакты, что указывает на их разнообразие и гетерогенность на месторождении.

В песчаниках трех пластов на X месторождении водонефтяные контакты изменяются в диапазоне отметок от 953 до 966 метров. Наиболее низкое положение контакта наблюдается на юго-западе месторождения, на границе S и D площадей, в то время как самое высокое положение контакта отмечается

на X площади. Это указывает на пространственную вариабельность распределения нефтяных и водных слоев на месторождении, где различные участки имеют разные характеристики водонефтяных контактов.

Таким образом, X месторождение представляет собой многопластовое месторождение, где эксплуатируются несколько пластов различных возрастов и литологического состава. Среди них в настоящее время осуществляется добыча из девонских пластов, песчаников А горизонта C1bb, известняков верхнефаменского подъяруса D3fm3 и песчаников турнейского яруса C1t. Это указывает на наличие разнообразных нефтеносных зон и разработку различных пластов на месторождении с целью максимального извлечения нефти [7].

2.3 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Параметры пластовых нефтей на X и S площадях могут варьировать в значительных пределах. На X площади, при движении от центра к периферии залежей пласта DI, наблюдается изменение давления насыщения от 9,4 до 8,2 МПа. Кроме того, отмечается некоторое увеличение плотности нефти с 792 до 799 кг/м³ и вязкости от 2,09 до 2,58 мПа·с. Эти вариации в параметрах свидетельствуют о различных свойствах нефтей в разных участках месторождения, что может потенциально влиять на процессы добычи и требования к технологиям разработки.

На S площади пластовые нефти обладают ниже плотностью (792 г/см³) и вязкостью (2,02 мПа·с) по сравнению с пластовыми нефтями на X площади. Эти различия в параметрах пластовых нефтей указывают на вариабельность свойств нефти на разных участках месторождения и могут иметь значимое влияние на процессы разработки и эксплуатации. Давление насыщения нефти газом в залежах на S площади варьируется от 2,5 до 6,85 МПа. Содержание сероводорода в нефти колеблется от 0,8 до 1,4%, а начальное газосодержание

в нефти, указывающее на количество растворенного газа, составляет от 13,3 до 27,3 м³/т с средним значением около 22 м³/т.

Нефти терригенной толщи нижнего карбона на X месторождении обладают характеристиками, такими как высокая вязкость (12,4 мПа·с), тяжелая плотность (884-980 г/см³), содержание смол (13,2% массы) и некоторое количество парафинов (3,2-3,5%). Эти параметры нефти являются важными при планировании и оптимизации процессов добычи и обработки на месторождении. Компонентный состав выделившегося газа при разгазировании в стандартных условиях преимущественно состоит из метана с содержанием около 29,21%, а также содержит азот в количестве до 6,06%. Относительно водоносных горизонтов в девонских отложениях, они связаны с живетским, франским и фаменским ярусами. Воды, связанные с девонскими пластами, обладают одинаковым составом - хлоркальциевыми, с высокой минерализацией и практически без содержания сульфатов.

Одной из характерных особенностей девонских вод на месторождении является их высокое содержание закисного железа и повышенное содержание брома. Эти компоненты имеют значительное значение при планировании и осуществлении процессов обработки и использования этих водных ресурсов. Общая минерализация водоносных горизонтов девонских отложений составляет 275 г/л, а плотность достигает 1190 кг/м³. Газосодержание в водах составляет 2,73 м³/т.

Воды горизонтов карбона характеризуются как хлоркальциевые, так и хлорнатриевые типы. Также может присутствовать наличие сероводорода. Воды пермских отложений относятся к сульфатно-натриевому типу.

Состав воды терригенной толщи нижнего карбона характеризуется преобладанием ионов хлора с содержанием 4,49 млн. молей/м³ и значительным содержанием ионов натрия (3,3 млн. молей/м³). Общая минерализация достигает 8,08 млн. молей/м³. Средняя температура пласта составляет 18,30 °С, а вязкость воды в пластовых условиях равна 1,6 мПа·с [1].

3 Динамика и состояние разработки X месторождения

3.1 Анализ показателей разработки

В 1937 году разработка X месторождения вступила в силу. На месторождении было сформировано девять эксплуатационных объектов: продуктивные горизонты DVI, DIII, DII, DI в девонских отложениях, продуктивная пачка Dфмс среднефаменского подъяруса, продуктивные пачки в кровле и подошве заволжского надгоризонта Dзв, пачка СТ турнейского яруса, а также пласты CVI.1, CVI.2, CVI.3 бобриковско-радаевского горизонта и карбонатная пачка S горизонта.

Состояние разработки месторождения на текущий момент оценивается на основе эксплуатационных объектов и месторождения в целом. Основные технологические показатели разработки и эксплуатации месторождения на 1 января 2010 года представлены в таблице В1 приложения В.

С начальных этапов при разработке месторождения было добыто 327770 тыс.т нефти, нефтеотдача на сегодняшний день составляет 50,2 %, накопленный отбор жидкости - 1533283 тыс.т. Водонефтяной фактор по сумме равен 3,7 т/т. Суммарно в эксплуатации работало 2637 добывающих скважин и 836 нагнетательных. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды составляет 110,3%.

В 2009 году с месторождения было добыто 537,9 тыс. тонн нефти, что составило 0,08% от первоначальных геологических запасов. Общий объем жидкости, отобранной со скважин, составил 5756,7 тыс. тонн, при обводненности продукции в 90,7% [7].

На данный момент на месторождении находятся 1016 действующих добывающих скважин. Средний дебит по нефти составляет 1,5 тонн в сутки, а по жидкости - 16,2 тонны в сутки.

Динамика технологических показателей разработки месторождения в целом представлена в таблице В2 приложения В и на рисунках 2.1-2.2.

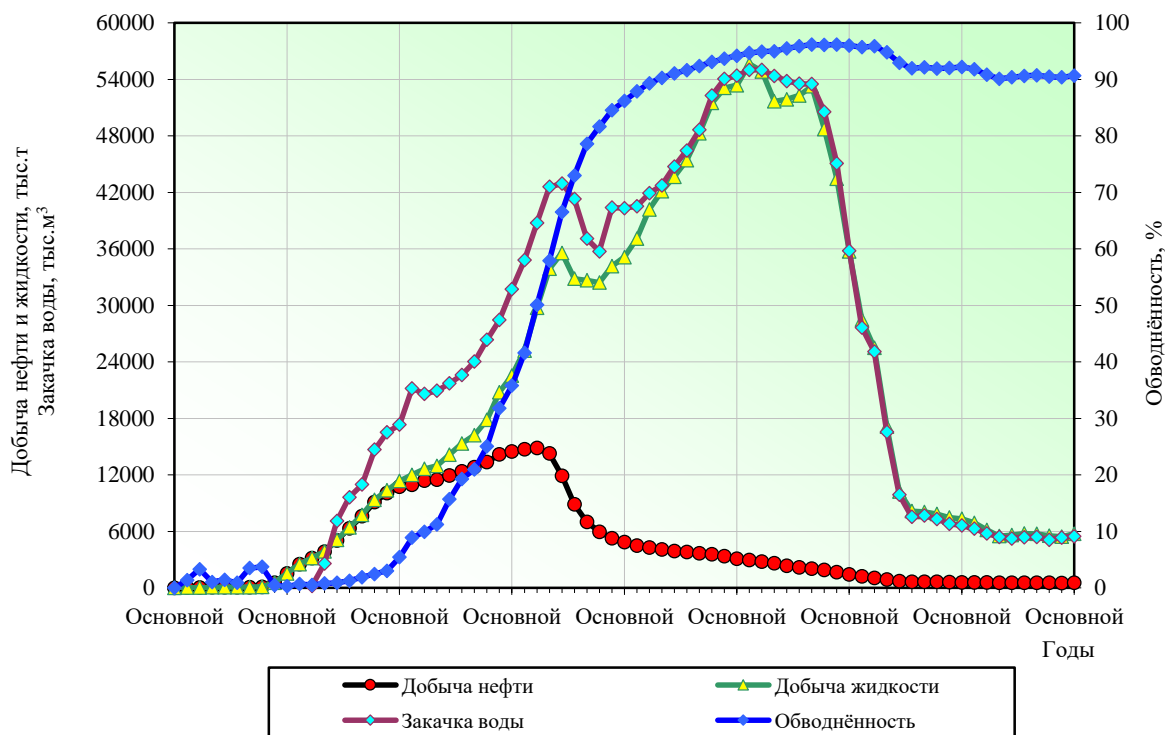


Рисунок 3.1 – График разработки X нефтяного месторождения (добыча, закачка, обводненность)

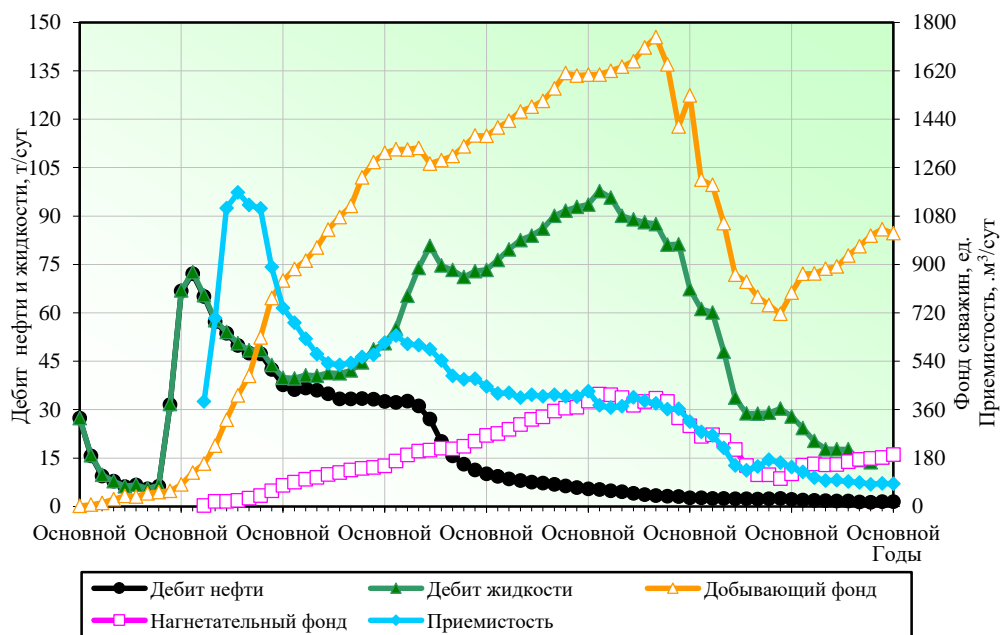


Рисунок 3.2 – График разработки X нефтяного месторождения (дебиты, приемистость, фонд)

3.2 Анализ фонда скважин

Баланс X месторождения на 01.01.2010 состоит из 3111 скважин. Добывающий фонд состоит из 2267 скважин (1016 действующие, 897 не эксплуатируются, 306 пьезометрические, 456 в очереди на ликвидацию, 376 ликвидированы, 7 наблюдательных, 14 наблюдательные за пресноводным комплексом и 2 водозаборные). Весь действующий фонд эксплуатируется механически, с использованием конкретного оборудования: ШГН – 897 скважин, ЭЦН – 115 скважин, УЭДН – 4 скважины. Нагнетательный фонд состоит из 844 скважин (193 под закачкой, 5 в бездействии, 58 пьезометрических, 32 водозаборных, 320 в очереди на ликвидацию и 236 скважин ликвидированы).

Распределение скважин по дебитам нефти, по дебитам жидкости и обводненности выделены в таблице 2.1 и на рисунке 2.3.

Фонд нагнетательных скважин, по большей части, состоит из добывающих скважин, переведенных под закачку воды. Ликвидированные скважины, в основном, скважины, которые выполнили свое назначение, в которых после нагнетания основных пластов нет объектов, для возврата. В 01.01.2008 году фонд, состоящий из скважин, которых ликвидировали, по X месторождению составил 600 скважин, из которых добывающих – 372 скважин, нагнетательных – 228 скважин.

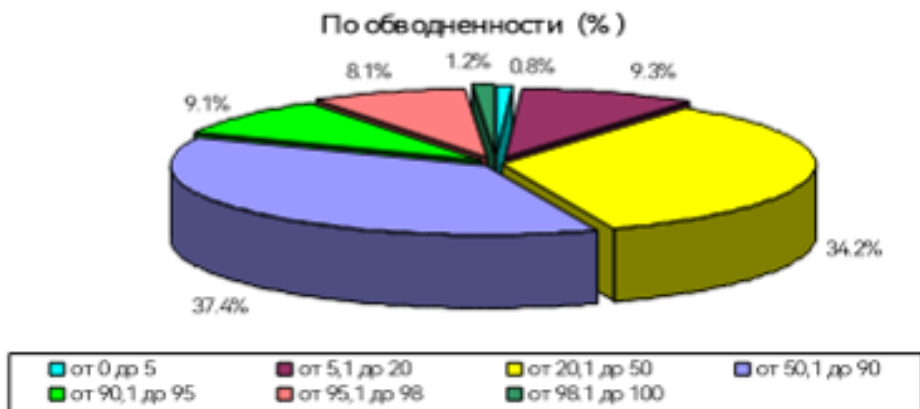
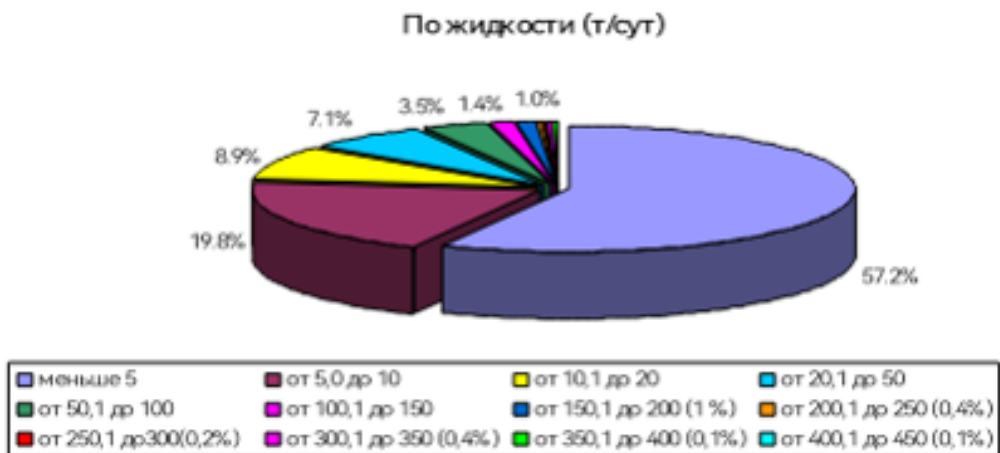


Рисунок 3.3 – Распределение добывающих скважин по дебитам и обводненности по X месторождению

4 Проектирование технологии увеличения нефтеотдачи пласта с применением композиции биоПАВ КШАС–М

4.1 Опыт применения потокоотклоняющих технологий в НГДУ «Х»

Различные методы стимулирования, которые использовались для повышения производительности нагнетательных скважин.

1. Силикатно-щелочная обработка (СЩВ) - это метод, который включает закачку раствора силиката и щелочи в пласт для создания реакции, которая может растворять и устранять повреждения пласта вблизи ствола скважины. Это помогает улучшить приток нефти в ствол скважины.

2. Щелочно-полимерная обработка (ЩПР) - это метод, который включает закачку раствора щелочи и полимера в пласт для изменения смачиваемости породы и снижения межфазного натяжения между нефтяной и водной фазами. Это может увеличить относительную проницаемость нефтяной фазы и улучшить производительность скважины.

3. Введение гелеобразующих соединений на основе алюмосиликатов (цеолит с нефелином) помогает блокировать зоны с высокой проницаемостью и перенаправлять поток воды в менее проницаемые зоны.

4. Закачка композиций на основе жидкого стекла и глинистой суспензии (КОГОР) представляет собой метод, который включает создание гелеобразного барьера в зонах с высокой проницаемостью для ограничения потока воды и улучшения вытеснения нефти к эксплуатационным скважинам.

5. Закачка композиций на основе эмульгатора петроланола - это метод, который включает создание эмульсии в пласте для снижения межфазного натяжения между нефтяной и водной фазами. Это может увеличить относительную проницаемость нефтяной фазы и улучшить производительность скважины.

б. Закачка композиций на основе поверхностно-активных веществ на биологической основе (БиПАВ) - это метод, который включает создание микроэмульсии в пласте для снижения межфазного натяжения между нефтяной и водной фазами. Это может улучшить подвижность нефти и уменьшить количество воды, добываемой из скважины.

Щелочно-полимерное воздействие также проводилось на добывающих скважинах для селективной изоляции обводненных интервалов. При этом используются специальные полимеры, обладающие высокой адсорбционной способностью к воде. За счет этого происходит селективное заполнение порового пространства полимером и вытеснение воды из обработанного интервала.

Закачка гелеобразующих составов на основе алюмосиликатов также используется для селективной изоляции обводненных интервалов. При этом происходит образование геля в порах обводненного интервала, что препятствует дальнейшему проникновению воды из этого интервала в скважину.

Закачка растворов ПАВ (поверхностно-активных веществ) используется для улучшения смачиваемости породы, что способствует повышению проницаемости скважины.

Полимерное воздействие (гивпан, гипано-кислотное воздействие, полимер-кислотное воздействие) также используется для селективной изоляции обводненных интервалов. При этом в поровое пространство обводненного интервала закачиваются полимерные растворы, которые образуют в порах гель. Это препятствует дальнейшему проникновению воды из обводненного интервала в скважину.

Силикатно-щелочное воздействие (СЩВ) используется для выравнивания профиля приемистости на нагнетательных скважинах. При этом в поры скважины закачивается раствор щелочи и кремнезема, что приводит к изменению проницаемости породы.

В случае проведения 20 скважино-обработок с применением СЩВ на терригенных толщах девона за период с 2007 по 2008 гг. было получено 4,98 тыс. тонн дополнительной нефти.

В целях селективной изоляции обводненных интервалов пласта в нагнетательных скважинах терригенных отложений девона было проведено щелочно-полимерное воздействие. За период с 2005 по 2006 гг. проведено восемь скважино-обработок, что позволило получить 0,96 тыс. тонн дополнительной нефти [8].

Закачка композиции на основе нефтенола проводилась на добывающих скважинах А горизонта, на добывающих и нагнетательных скважинах терригенной толщи девона. За период с 1998 по 2000 гг. проведено девять скважино-обработок, получено 0,58 тыс.т дополнительной нефти.

Закачка гелеобразующих составов на основе цеолита с нефелином дала наибольший эффект среди описанных методов обработки скважин. За период с 1999 по 2008 гг. было проведено 42 скважино-обработки и получено 12,77 тыс.т дополнительной нефти. Это говорит о том, что данный метод является эффективным для повышения добычи нефти из данных пластов.

В течение десяти лет, начиная с 2000 года, проводилось 12 скважинных обработок на нагнетательных скважинах бобриковского горизонта и терригенной толщи девона с использованием композиции КОГОР. Эти мероприятия позволили добиться дополнительной добычи нефти в объеме 1,92 тыс. тонн [9].

В период с различными годами проводилась закачка различных композиций на добывающих и нагнетательных скважинах А горизонта, турнейского и фаменского ярусов, а также терригенной толщи девона. В результате проведенных скважино-обработок было получено дополнительно значительное количество нефти. Например, закачка композиции КОГОР была проведена на нагнетательных скважинах А горизонта и терригенной толщи девона в течение 9 лет и привела к получению 1,92 тыс.т дополнительной

нефти. Закачка полимера гивпан была проведена на добывающих скважинах бобриковского горизонта и терригенной толщи девона в течение 2 лет и привела к получению 0,28 тыс.т дополнительной нефти. А закачка композиции биоПАВ была проведена на нагнетательных и добывающих скважинах разных ярусов в течение 6 лет и привела к получению 3,99 тыс.т дополнительной нефти [10].

4.2 Выбор метода воздействия

Для разработки метода повышения нефтеотдачи пласта с использованием композиции биоПАВ КШАС–М и модифицированной госсиполовой смолы может быть разработано следующее технологическое решение:

Изучение свойств пласта и определение параметров для увеличения нефтеотдачи.

1. Разработка рецептуры композиции, которая будет соответствовать требуемым параметрам и обладать высокой эффективностью.
2. Определение оптимального расхода и концентрации композиции, исходя из геолого-технических условий скважины.
3. Разработка программы испытаний композиции на модельном пласте для оценки ее эффективности и определения необходимых корректировок.
4. Проведение лабораторных испытаний композиции и определение ее физико-химических свойств.
5. Разработка технологического процесса введения композиции в пласт, учитывая условия и особенности скважины.
6. Определение метода и объема мониторинга для контроля эффективности применения композиции.

7. Разработка программы контроля эффективности композиции на основе мониторинга и анализа полученных данных.

8. Разработка рекомендаций по оптимизации процесса применения композиции для улучшения ее эффективности

Технология биоПАВ КШАС-М предназначена для увеличения нефтеотдачи пласта и обычно используется в случаях, когда пласт становится слабо- или нерентабельным из-за снижения дебита скважин. Она может быть применена в следующих случаях:

- Поздняя стадия разработки: Если участок разрабатывается с заводнением на поздней стадии разработки, то технология биоПАВ КШАС-М может использоваться для повышения нефтеотдачи пласта. Это связано с тем, что на этой стадии происходит значительное снижение дебита скважин, и технология может помочь увеличить его.

- Тип коллектора: Технология биоПАВ КШАС-М может быть применена для коллекторов как терригенного, так и карбонатного типа. Она эффективна в различных геологических условиях и может быть использована для повышения нефтеотдачи в различных типах пластов.

- Проницаемость пласта: Технология биоПАВ КШАС-М эффективна для пластов с проницаемостью в пределах от 0,05 до 2,0 мкм². Это означает, что она может быть использована для повышения добычи нефти из пластов с различными значениями проницаемости.

- Температура пласта: Технология биоПАВ КШАС-М может быть применена для пластов с температурой от 20 до 100 градусов Цельсия. Это означает, что она может быть использована для повышения добычи нефти в различных геотермических условиях.

- Обводненность добываемой жидкости: Технология биоПАВ КШАС-М эффективна для пластов с высокой обводненностью добываемой жидкости (50-98%). Она может помочь повысить дебит скважин и увеличить добычу нефти.

- Приемистость нагнетательных скважин: Технология биоПАВ КШАС-М может использоваться для скважин с приемистостью не менее 50 м³/сутки при давлении закачки не выше 12 МПа. Это позволяет применять технологию в широком диапазоне условий и увеличивать добычу нефти.

- Минерализация воды: Технология биоПАВ КШАС-М может использоваться для воды с минерализацией до 200 г/дм³. Это означает, что она может быть применена в различных геологических условиях и помочь повысить добычу нефти при наличии воды высокой минерализации.

Для процесса закачки рабочего раствора композиции в нагнетательные и добывающие скважины используется следующий порядок действий:

1. Остановка закачки воды в скважину.
2. Закачка необходимого объема пресной воды для создания буферной оторочки.

3. Одновременная закачка раствора биоПАВ КШАС-М и модифицированной госсиполовой смолы в скважину через тройник с помощью цементировочного агрегата. Режим работы агрегата выбирается таким образом, чтобы компоненты заканчивали закачку примерно одновременно.

4. Закачка пресной воды для создания буферной оторочки.

После закачивания композиции в нагнетательную скважину, скважина останавливается на 24 часа для реакции. Затем ее пускают под закачивание в прежнем режиме, при этом регистрируются давление на устье скважины и расход закачиваемых реагентов. Использование биополимера в композиции приводит к образованию водонефтяных эмульсий при взаимодействии с минерализованной водой в пласте. Эти эмульсии могут приводить к увеличению скин-фактора и созданию дополнительного фильтрационного сопротивления в промытых водой каналах пласта. Кроме того, образование микроэмульсии на границе нефти и воды приводит к снижению межфазного

натяжения, увеличению смачивающей способности и повышению эффективности нефтеотдачи [11].

4.3 Выбор участка воздействия

Исходя из данных, можно сделать вывод, что проектный коэффициент извлечения нефти в пласте D1 X месторождения был определен на уровне 0,31 долей единицы. Но на 01.2007 г. достигнутый коэффициент извлечения нефти составляет 0,29 долей единицы, что говорит о небольшом снижении показателя извлечения нефти за период между начальным моментом разработки и текущим временем. Средняя обводненность добываемой продукции на месторождении достаточно высока и составляет 81,1%. В целом, геолого-физические характеристики пласта удовлетворяют требованиям к участку воздействия.

Данный метод называется "методом вовлечения слабодренированных участков" или "методом дренирования неохваченных зон". Он предполагает обнаружение слабо дренированных участков коллектора, которые еще не были охвачены добычей, и включение их в процесс разработки. Для этого проводится анализ распределения остаточной нефтенасыщенности пласта, дебита скважины по жидкости, обводненности и положительных эффектов от ранее проведенных мероприятий на скважинах с аналогичными геолого-физическими характеристиками пласта. При выборе участков для включения в процесс разработки учитываются предположения о прорыве закачиваемых вод в добывающие скважины по наиболее дренированным, промытым каналам, что приводит к более высокой обводненности добываемой жидкости на таких участках по сравнению с другими участками на той же площади.

В рамках данной работы была выбрана нагнетательная скважина № 2031 как объект воздействия. Это означает, что для увеличения добычи нефти на данном месторождении планируется вовлечение данной скважины в

процесс разработки. Также было указано, что для данной нагнетательной скважины существуют реагирующие добывающие скважины №683, №830, №167. Это значит, что данные добывающие скважины располагаются в том же пласте, что и нагнетательная скважина № 2031 (рисунок 4.1).

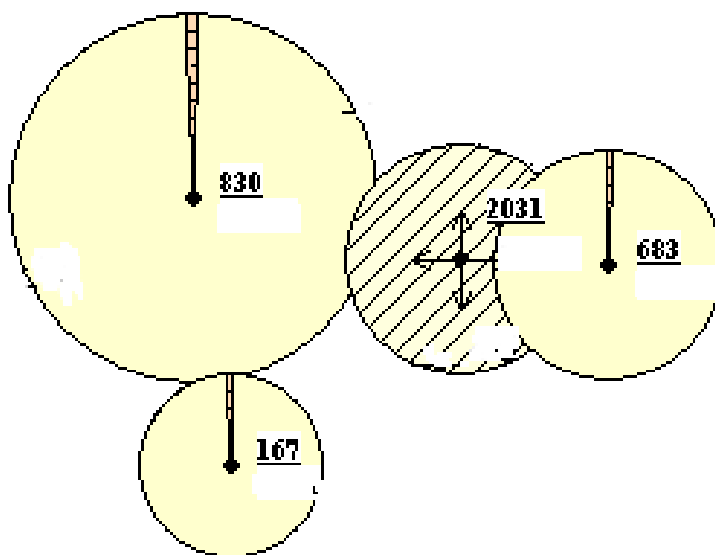


Рисунок 4.1 – Проектный участок воздействия.

В таблице 4.1 представлены технологические показатели работы добывающих скважин.

Таблица 4.1 – Показатели работы добывающих скважин

Номер скважины	Q _н , т/мес	Q _ж , т/мес	Обводненность, %
830	0,71	4,47	84,1
683	0,62	3,67	83,1
167	0,56	3,2	82,5

По данным, представленным в таблице 4.1, можно заметить, что скважины, расположенные близко друг к другу, показывают высокую степень обводненности в добыче. Особенно выделяется скважина №830, которая имеет значительно большую обводненность по сравнению с остальными

скважинами. Из этого можно сделать вывод, что закачиваемая вода проникает по уже промытым каналам, и процесс вытеснения неоднороден, то есть нефть и вода перемешиваются в неравномерном порядке.

Подтверждением предположения о неоднородной выработке пласта могут быть характеристики работы нагнетательной скважины. Профиль приемистости скважины №2031, как видно на рисунке 4.2, неравномерен: различные интервалы перфорации имеют значительные различия в приемистости, а коэффициент охвата пласта низок и составляет 0,39%.



Рисунок 4.2 – Профиль приемистости скважины № 2031 до воздействия.

4.4 Мероприятия по подготовке внедрения технологии с применением композиции биоПАВ КШАС-М

Технология повышения нефтеотдачи пластов с использованием композиции поверхностно-активных веществ на основе биополимера КШАС-М и модифицированной смолы госсипол не требует какого-либо специального промышленного оборудования или модернизации скважины, что означает, что существующая система разработки остается неизменной во время и после закачки композиции.

Перед тем, как проводить технологию закачки биореагента, необходимо выполнить комплекс мероприятий для подготовки к данной операции:

- Проведите инспекцию и проверку нагнетательных скважин с помощью визуального осмотра, и использования соответствующего оборудования для выявления возможных дефектов или неисправностей.

- Установите вентили высокого давления, которые будут использоваться для контроля давления при закачке и отборе проб закачиваемой воды.

- Монтируйте счетчики-расходомеры, которые позволят измерять объем жидкости в процессе проведения технологии закачки.

- Осмотрите добывающие скважины и проверьте их техническое состояние, включая устьевое оборудование, наличие утечек или повреждений.

- Осуществите проверку экологической безопасности, включая проверку герметичности скважинных колонн и цементного кольца. Убедитесь, что колонны и цементное кольцо обеспечивают надежную изоляцию между заколонным пространством и окружающей средой. Проверьте отсутствие возможных утечек или перетоков в заколонном пространстве [12].

- Проведение подготовительных мероприятий перед внедрением технологии впрыска биореагента:

1. Проверка целостности устьевого оборудования;

2. Установка клапанов высокого давления для контроля давления впрыска и отбора проб закачиваемой воды;

3. Установка расходомеров.

- Проверка технического состояния добывающих скважин.

- Проведение мероприятий по охране окружающей среды:

1. Проверка герметичности обсадной колонны и цементного кольца;

2. Обеспечение надежной изоляции кольцевого пространства;

3. Проверка на отсутствие кольцевых утечек.

- Проведение контрольных гидродинамических и геофизических исследований нагнетательных скважин [13]:

1. Исследование технического состояния скважин;

2. Запись кривых снижения давления (PDCS);
3. Измерение пластового давления;
4. Запись профиля производительности;
5. Измерение давления впрыска и производительности на ежедневной основе.

4.5 Технические средства, материалы, оборудование, необходимые для осуществления технологии

Для выполнения технологии потребуются следующие материалы и оборудование:

- Раствор биоПАВ КШАС-М
- Госсиполовая смола, растворитель на основе углеводов (например, МИА-пром, ЖОУ и т.д.)
- Каустическая сода
- Пресная вода для создания буферных зон в пласте
- Краны высокого давления
- Расходомеры
- Для перевозки биоПАВ КШАС-М, углеводородного растворителя, каустической соды и буферных жидкостей к скважине используются автоцистерны типа АЦ-11-257 с вместимостью от 8 до 16 м³. При перевозке этих материалов необходимо соблюдать требования безопасности, изложенные в стандарте "СТО 03-2-05-013-96" под названием "Перевозка горюче-смазочных материалов и других легковоспламеняющихся жидкостей. Требования безопасности".
- Для доставки госсиполовой смолы к устью скважины используется специализированный бортовой автомобиль.

- Для закачки рабочих растворов и буферной жидкости в нагнетательную или добывающую скважину используется насосная установка типа ЦА-320М.

4.6 Технология применения композиции биоПАВ КШАС-М и модифицированной госсиполовой смолы

Для проведения обработок подбирается опытный участок, на котором выделяются объекты закачки, а также определяются эксплуатационные скважины, гидродинамически связанные с этими объектами. Перед проведением обработок нагнетательных скважин необходимо подготовить площадку для размещения техники и произвести самоизлив нагнетательной скважины для ее разрядки [14].

Для приготовления рабочих растворов необходимо определить качество и концентрацию исходных компонентов составов, а также уточнить расход каждого компонента. Рабочие растворы готовятся непосредственно на кусту в автоцистернах, которые также используются для доставки исходных реагентов на место обработки. Устье нагнетательных скважин необходимо оборудовать задвижками с патрубками для подключения насосных установок типа ЦА-320М.

Для закачки рабочих растворов в нагнетательные скважины необходимо выполнить следующие действия:

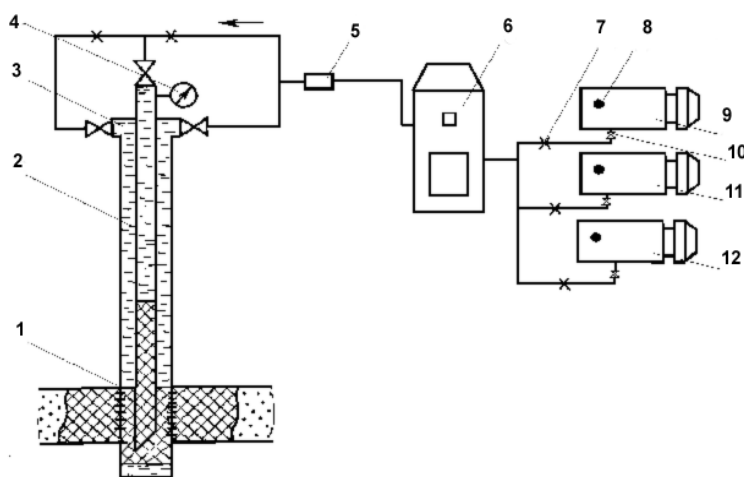
1. Прекратить подачу воды в скважину;
2. Подключить насосный агрегат к скважине;
3. Закачать пресную воду, чтобы создать буферную оторочку.
4. Для закачки в нагнетательную скважину рабочих растворов композиции требуется одновременно закачать 80 тонн биоПАВ КШАС-М и 60 тонн модифицированную госсиполовую смолу. Приготовление рабочего раствора модифицированной госсиполовой смолы производится в емкости агрегата ЦА-320 с использованием циркуляционных насосов для

перемешивания. Перед применением госсиполовая смола в количестве 3 тонн смешивается с органическим растворителем в количестве 6 тонн, после чего подвергается предварительному омылению жидкой каустической содой. Концентрация реагентов составляет от 30% до 45% для госсиполовой смолы, от 50% до 67% для органического растворителя и от 3% до 5% для жидкой каустической соды.

5. Закачать пресную воду.

В процессе закачивания реагентов в скважину контролируются параметры давления на устье скважины и расхода реагентов. После завершения закачивания, скважина останавливается на 24 часа для проведения реакции. Затем скважина возвращается к прежнему режиму закачки сточной воды.

Схема размещения оборудования при обработке скважины по технологии биоПАВ КШАС-М показана на рисунке 4.3.



1 - призабойная зона пласта; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – устьевая арматура; 4 – манометр; 5 – обратный клапан; 6 – цементировочный агрегат; 7 – выпускная задвижка; 8 – верхний люк; 9, 11, 12 – автоцистерны; 10 – задвижка.

Рисунок 4.3 – Схема размещения оборудования при закачке в скважину композиции биоПАВ КШАС-М.

4.7 Расчет технологических параметров закачки композиции биоПАВ КШАС-М

Для выполнения процедуры закачки композиции биоПАВ необходимы следующие материалы согласно инструкции:

- 160 м³ пресной воды для прокачивания раствора в пласт;
- 60 м³ углеводородного растворителя МИА-пром;
- 80 м³ композиции биоПАВ КШАС-М;
- от 250 до 400 кг жидкой каустической соды.
- Общий объем закаченной жидкости составит примерно:

$$V_{\text{общ}} = V_{\text{в.пр}} + V_{\text{р}} + V_{\text{кшс}} = 160 + 60 + 80 = 300 \text{ м}^3 \quad (4.1)$$

Для успешной закачки реагентов в пласт необходимо соблюдать определенные требования к давлению. Это означает, что давление не должно быть ниже минимального предела, определяемого гидроразрывом пласта и давлением опрессовки, и должно обеспечивать эффективное проникновение реагентов в пласт. В соответствии с рекомендациями ЦНИПР НГДУ «Туймазанефть», давление закачки на данном объекте при использовании технологии биоПАВ КШАС-М составляет 7 МПа.

Рекомендованное давление закачки агрегат ЦА–320М развивает на третьей скорости при диаметре втулки 0,127 м. Расход жидкости (подача насоса) при этом составляет $q = 9,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ [15].

Время закачки всего объема жидкости, без учета технологических перерывов на обвязку цистерн с агрегатом составит:

$$t = \frac{V_{\text{общ}}}{q} = \frac{300}{9,8 \cdot 10^{-3}} = 30612,2 \text{ сек} = 8,5 \text{ час.} \quad (4.2)$$

4.8 Оценка ожидаемого технологического эффекта

Эффективность обработки биокomпозитом определяется путем сравнения фактической добычи нефти, добычи воды и текущего коэффициента извлечения нефти с базовыми значениями.

Для предварительной оценки технологического эффекта можно использовать средний эффект от применения данного метода повышения нефтеотдачи на месторождении в участках с аналогичными геолого-физическими и технологическими параметрами.

Для сравнительного анализа эффективности воздействия выбран участок с добывающими скважинами № 1090, № 2550, № 1965 и нагнетательной скважиной № 2397, который является базовым. Этот участок расположен на той же площади, что и участок, выбранный для проведения воздействия.

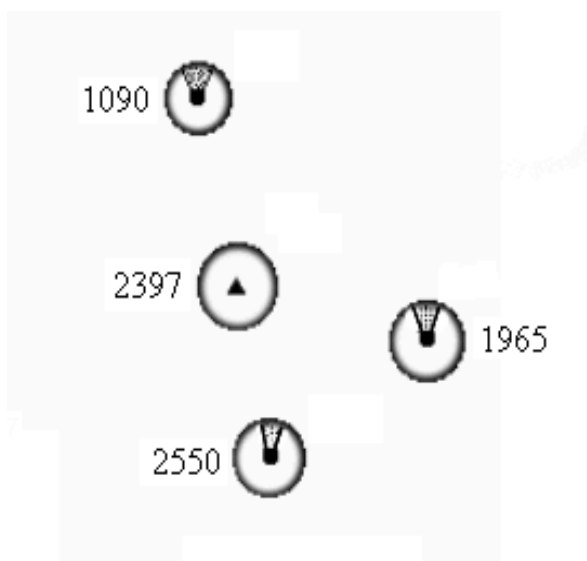


Рисунок 4.4 – Участок воздействия (базовый)

Средние показатели эксплуатации участка приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Показатели эксплуатации участка скважины № 2397

Номер скважины	Q _ж , т/сут	Q _н , т/сут	Обводненность, %
1090	6,13	0,92	85
2550	3,4	0,34	90

1965	3,09	0,71	77
------	------	------	----

Изначально, можно оценить потенциальный технологический эффект данного метода увеличения нефтеотдачи, основываясь на среднем эффекте от использования данного метода на участках месторождения, которые имеют схожие геолого-физические и технологические характеристики с выбранным для проведения воздействия участком.

В январе 2006 года на проектом участке было проведено мероприятие с целью повышения нефтеотдачи пласта, при котором была использована биокомпозиция биоПАВ КШАС-М. Оценка эффективности применяемых мер осуществляется путем анализа характеристик вытеснения. Характеристики вытеснения связаны с зависимостью между общей добычей нефти и общей добычей воды. Они отражают фактический процесс истощения нефтяных запасов и динамику проникновения воды при разработке неоднородных коллекторов в условиях вытеснения нефти водой.

В течение определенного периода времени эффект вмешательства определяется как разница между фактической добычей и нефтедобычей в базовом варианте. Базовый вариант - это вариант разработки, который был бы реализован на участке вмешательства с использованием методов повышения нефтеотдачи пластов, если бы рассматриваемый метод повышения нефтеотдачи пластов (EOR) не был применен.

Действительно, основное значение характеристик вытеснения заключается в их способности количественно оценить эффективность мероприятий по повышению эффективности разработки. Они являются индикаторами реального процесса добычи нефти и изменений обводненности продукции при разработке неоднородных пластов методом вытеснения нефти водой. При внесении изменений в систему разработки, направленных на активную добычу нефтенасыщенных участков и продуктивных зон пластов, форма характеристик вытеснения изменяется, что позволяет оценить эффективность внесенных изменений.

Характеристики вытеснения позволяют делать прогноз на будущее. Один из основных факторов, определяющих пригодность конкретной характеристики вытеснения для прогнозирования, - это линейная форма кривой на последнем участке до начала использования гидродинамических методов повышения нефтеотдачи на исследуемом объекте. Это объясняет разнообразие характеристик вытеснения, предложенных различными исследователями. В зависимости от конкретных условий и особенностей процесса добычи нефти, каждая из этих характеристик может быть наиболее подходящей.

Определение наиболее подходящей характеристики вытеснения зависит от уникальных условий и особенностей процесса разработки нефтяных месторождений. В условиях разработки X месторождения наиболее приемлемыми являются характеристики, предложенные Г.С. Камбаровым, А.М. Пирвердян и Б.Ф. Сазоновым [16].

$$Q_n = A + B/Q_{ж}; \quad (4.3)$$

$$Q_n = A + B/(Q_{ж})^{1/2}; \quad (4.4)$$

$$Q_n = A + B \cdot \ln Q_{ж}, \quad (4.5)$$

где Q_n , $Q_{ж}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти, жидкости соответственно;

A , B – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных.

Характеристики вытеснения, предложенные Г.С. Камбаровым (уравнение 4.3), А.М. Пирвердян (уравнение 4.4) и Б.Ф. Сазоновым (уравнение 4.5), имеют различную математическую форму, но все они описывают зависимость между накопленной добычей нефти и жидкости. Коэффициенты A и B в этих уравнениях определяются на основе статистической обработки фактических данных и позволяют сделать прогноз на будущее [17].

Для оценки дополнительной добычи нефти, полученной в результате внедрения мер по увеличению нефтеотдачи пласта с использованием композиции биоПАВ КШАС-М, применяется методика, разработанная Б.Ф. Сазоновым., необходимо использовать соответствующую характеристику вытеснения (уравнение 4.5 из предыдущего ответа).

Для этого нужно сначала определить коэффициенты А и В, используя статистическую обработку фактических данных. Затем можно применить уравнение (4.5) для определения дополнительной добычи нефти, которая достигается в результате применения мер по увеличению нефтеотдачи пласта с использованием композиции биоПАВ КШАС-М, проводятся соответствующие расчеты.

Важно отметить, что для достоверности расчетов необходимо использовать данные, полученные из наблюдений за реальной работой скважин и пластов, а также учитывать все факторы, влияющие на эффективность мероприятий по повышению нефтеотдачи, такие как геологические и технологические условия [18].

Показатели разработки участка воздействия приведены в таблице 4.4.

В третьем столбце представлены фактические значения накопленной добычи нефти к концу каждого из 26 месяцев эксплуатации участка, а в четвертом столбце указан объем отобранной жидкости к концу каждого периода.

На основе предоставленных данных создается график, где оси координат представляют собой накопленную добычу нефти ($Q_{н.нак.}$) и логарифмическое значение накопленного отбора жидкости ($\ln Q_{ж.}$). Этот график обозначен как рисунок 4.5.

Построение такого графика позволяет определить тип характеристики вытеснения, которой соответствует данное месторождение. Если полученная кривая является прямой линией, то это означает, что месторождение имеет линейную характеристику вытеснения. Если кривая имеет выпуклую форму

вверх, то это соответствует параболической характеристике вытеснения. Если кривая имеет форму логарифмической кривой, то это означает, что месторождение имеет логарифмическую характеристику вытеснения.

Для дальнейшего прогнозирования добычи нефти на основе характеристик вытеснения, необходимо подобрать соответствующую математическую модель, используя фактические данные по добыче и отбору жидкости. В данном случае, используя характеристики вытеснения, предложенные Б.Ф. Сазоновым [19].

Для построения прямой линии через точки графика нужно выбрать две точки на линии и найти уравнение этой прямой.

Для нахождения уравнения прямой через две точки необходимо найти ее угловой коэффициент и свободный член. Угловой коэффициент определяется как отношение изменения зависимой переменной ($Q_{н.нак.}$) к изменению независимой переменной ($\ln Q_{ж.}$). Свободный член равен $Q_{н.нак.}$ в точке пересечения прямой с осью $Q_{н.нак.}$

По данным таблицы и графика, начальная точка находится на пересечении оси $Q_{н.нак.}$ и прямой линии, проходящей через точки (0,0) и (3.18, 8.78), где (3.18, 8.78) - координаты точки 4 на графике.

Таким образом, угловой коэффициент прямой линии равен:

$$k = (8.78 - 0) / (3.18 - 0) = 2.76$$

Свободный член равен 0, так как начальная точка находится на оси $Q_{н.нак.}$

Итак, уравнение прямой линии через точки (0,0) и (3.18, 8.78) имеет вид:

$$Q_{н.нак.} = 2.76 * \ln Q_{ж.}$$

Выбор двух точек для определения коэффициентов А и В уравнения зависит от характера данных и графика. Обычно выбираются точки, которые лежат наиболее близко к прямой линии, чтобы минимизировать погрешности при определении коэффициентов. Также следует учитывать, чтобы выбранные

точки были достаточно удалены друг от друга, чтобы получить более точные результаты.

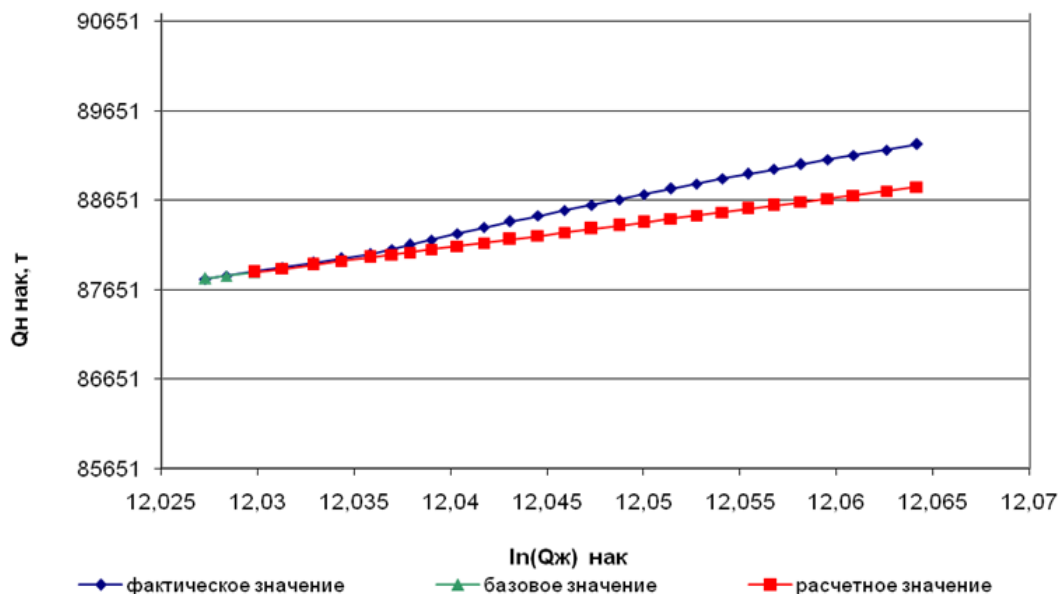


Рисунок 4.5 - Характеристика вытеснения Сазонова

Таким образом, в столбце 6 таблицы 4.4. представлены прогнозные значения накопленной добычи нефти на конец каждого месяца прогнозного периода для базового варианта. Эти значения были получены путем использования уравнения, которое было получено экстраполяцией прямой линии через фактические точки на графике накопленной добычи нефти и логарифмической величины накопленного отбора жидкости.

Расчет и построение кривых вытеснения осуществлен с помощью программы Microsoft Excel из пакета Microsoft Office 2016.

Накопленная добыча нефти за каждый месяц представляет собой разницу между фактической накопленной добычей нефти и прогнозной накопленной добычей нефти по базовому варианту с учетом внедрения МУН на конец каждого месяца его реализации (столбец 7 таблица 4.4). Месячная же добыча с учетом внедрения МУН находится как разница между текущим месяцем (на который производится расчет) и предыдущим месяцем (столбец 8 таблица 4.4).

Расчет характеристик методом Г.С. Камбарова, А.М. Пирвердяна производится аналогичным образом [20].

Окончательный эффект от проведения мероприятия по закачке композиции биоПАВ КШАС-М приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Добыча нефти до и после внедрения МУН

Месяц, год	Добыча нефти после воздействия, т/мес.	Дополнительная накопленная добыча, т	Дополнительная добыча, месячная, т/мес.	Добыча без учета воздействия, т/мес.	Обводненность до воздействия, %	Обводненность после воздействия, %	"-/+ "
11.2020	65,8	5,9	5,9	59,9	83,204	80,935	-2,269
12.2020	61,7	14,1	8,2	61,7	83,204	80,694	-2,51
01.2021	66,9	24,9	10,9	66,9	83,204	80,017	-3,187
02.2021	67,3	32,1	7,2	60,1	83,204	81,18	-2,024
03.2021	66,0	35,7	3,6	62,4	83,204	81,195	-2,009
04.2021	80,0	65,5	29,8	50,2	83,204	71,058	-12,146
05.2021	57,8	86,6	21,2	36,6	83,204	67,564	-15,64
06.2021	66,6	107,4	20,8	45,8	83,204	70,898	-12,306
07.2021	96,6	145,4	38,0	58,6	83,204	69,436	-13,768
08.2021	91,6	178,4	33,0	58,6	83,204	71,201	-12,003
09.2021	90,5	209,3	30,8	59,7	83,204	71,627	-11,577
10.2021	87,6	235,0	25,7	61,9	83,204	74,319	-8,885
11.2021	83,2	259,4	24,4	58,8	83,204	74,285	-8,919
12.2021	85,9	284,8	25,4	60,5	83,204	74,24	-8,964
01.2022	86,7	310,6	25,8	60,9	83,204	74,028	-9,176
02.2022	79,3	333,8	23,2	56,1	83,204	74,096	-9,108
03.2022	87,5	359,6	25,8	61,7	83,204	74,289	-8,915
04.2022	81,4	382,9	23,3	58,1	83,204	74,674	-8,53
05.2022	86,4	408,2	25,3	61,1	83,204	74,122	-9,082
06.2022	66,3	418,7	10,6	55,7	83,204	78,422	-4,782
07.2022	77,6	438,6	19,9	57,7	83,204	77,135	-6,069
08.2022	83,1	457,7	19,1	64	83,204	78,227	-4,977
09.2022	80,1	477,0	19,3	60,8	83,204	77,782	-5,422
10.2022	76,5	493,2	16,3	60,2	83,204	79,558	-3,646
11.2022	91,2	509,9	16,6	74,6	83,204	78,688	-4,516
12.2022	69	530,1	20,3	69	83,204	77,609	-5,595

Таблица 4.4 - Показатели эксплуатации участка

Месяц, год	Добыча нефти (фактическая)		Отбор жидкости (фактический)	Характеристика вытеснения (методика Сазонова)			
	месячная	накопленная		lnQж.нак.	накопленная добыча нефти (базовая)	накопленная добыча нефти за счет МУН	добыча нефти за счет МУН, месячная
	Qн.,т/мес	Qн.нак., т	Qж. нак., т		Qн.нак.б., т	Qн. доп. нак. т	Qн. доп. т/мес
1	2	3	4	5	6	7	8
11.2020	47	87855	167682	12,0298	87846,2	8,8	8,8
12.2020	48	87903	167929	12,0313	87887,0	16,0	7,2
01.2021	53	87956	168196	12,0323	87931,1	24,9	8,9
02.2021	46	88002	168438	12,0343	87971,0	31,0	6,1
03.2021	48	88050	168692	12,0358	88012,8	37,2	6,2
04.2021	56	88106	168885	12,037	88044,6	61,4	24,3
05.2021	50	88156	169038	12,0379	88069,7	86,3	24,9
06.2021	55	88211	169228	12,039	88100,9	110,1	23,8
07.2021	70	88281	169456	12,0403	88138,2	142,8	32,6
08.2021	67	88348	169685	12,0417	88175,7	172,3	29,5
09.2021	67	88415	169921	12,0431	88214,3	200,7	28,4
10.2021	63	88478	170166	12,0445	88254,4	223,7	23,0
11.2021	61	88539	170399	12,0459	88292,2	246,8	23,0
12.2021	62	88601	170638	12,0473	88331,1	269,9	23,1
01.2022	61	88662	170878	12,0487	88370,1	291,9	22,0
02.2022	57	88719	171099	12,05	88406,0	313,0	21,1
03.2022	62	88781	171341	12,0514	88445,2	335,8	22,8
04.2022	58	88839	171569	12,0527	88482,1	356,9	21,1
05.2022	59	88898	171801	12,0541	88519,6	378,4	21,5
06.2022	49	88947	172028	12,0554	88556,3	390,7	12,4
07.2022	52	88999	172253	12,0567	88592,6	406,4	15,7
08.2022	54	89053	172500	12,0582	88632,3	420,7	14,2
09.2022	53	89106	172737	12,0595	88670,4	435,6	14,9
10.2022	49	89155	172970	12,0609	88707,8	447,2	11,6
11.2022	63	89218	173266	12,0626	88755,3	462,7	15,6
12.2022	62	89280	173539	12,0642	88799,0	481,0	18,3

Анализ таблицы 4.4 показывает, что характеристика вытеснения равна нулю для всех месяцев прогнозного периода, что означает, что мероприятия по механическому увеличению нефтеотдачи (МУН) не привели к вытеснению нефти из пласта. Таким образом, эффект МУН может быть определен путем сравнения фактической накопленной добычи нефти (столбец 5) с базовой накопленной добычей нефти (столбец 6) на конец каждого месяца прогнозного периода. Результаты сравнения, представленные в столбце 7 таблицы 4.4, демонстрируют положительный эффект МУН, который варьируется от 1,5 до 4,4 тысячи тонн нефти в каждом месяце прогнозного периода

Из графика на рисунке 4.6 видно, что после проведения мероприятия действительно произошло снижение обводненности скважинной продукции. Обводненность продолжала снижаться на протяжении всего периода наблюдений. Также заметно, что в начальный период наблюдений (до мероприятия) обводненность была достаточно высокой и колебалась в широких пределах.

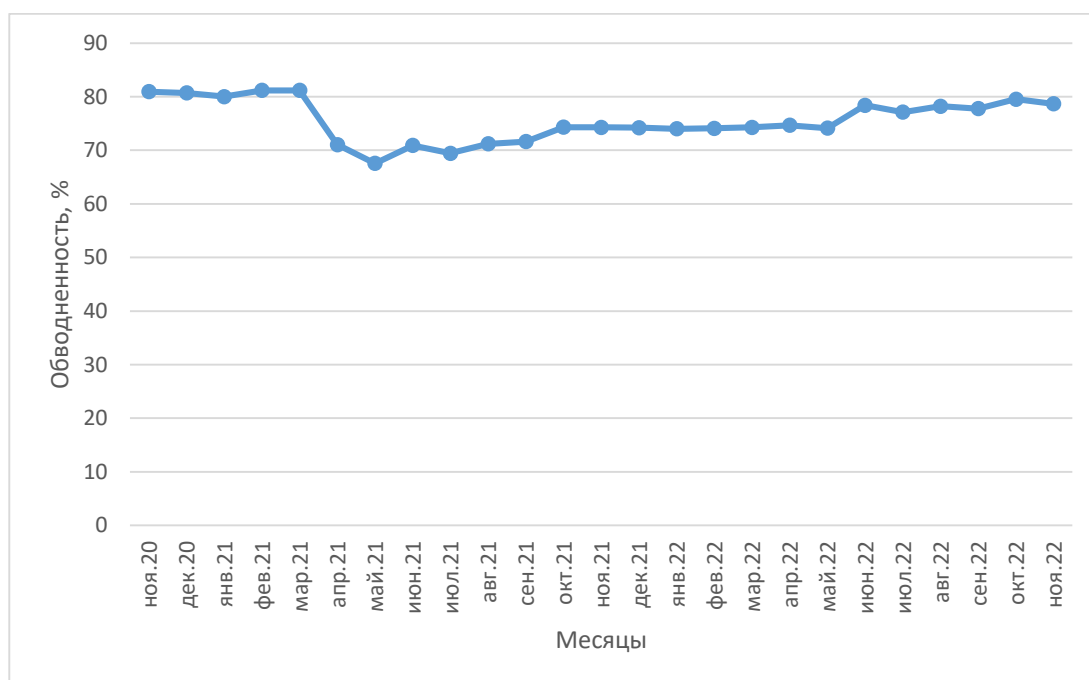


Рисунок 4.6 – Динамика обводненности скважинной продукции

Приемистость скважины № 2397 до и после воздействия технологией биоПАВ КШАС-М показана на рисунке 4.7.

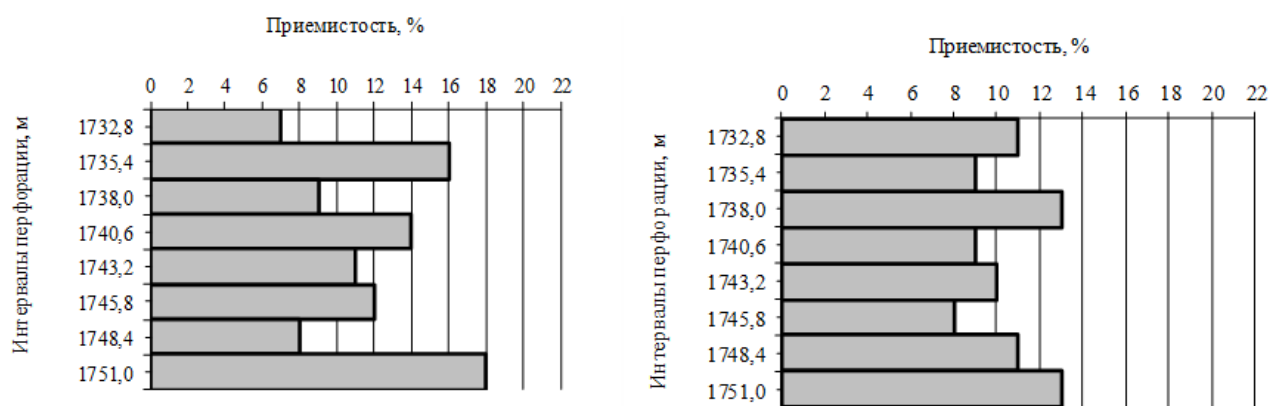


Рисунок 4.7 – Приемистость скважины № 2397 до и после воздействия

Как показано на рисунке 4.7, после воздействия технологии биоПАВ КШАС-М профиль приемистости скважины выровнялся за счет увеличения приемистости интервалов, которые ранее незначительно поглощали воду, а также за счет уменьшения приемистости интервалов, которые ранее были обводненными. Это привело к увеличению охвата пласта за водонапором, увеличению поступления воды в слабо поглощающие интервалы и, в конечном итоге, к увеличению нефтеотдачи.

Полученная дополнительная добыча нефти в размере 530,1 тонн является весьма значительной и говорит об успешности внедрения технологии биоПАВ КШАС-М. Удельная технологическая эффективность в размере 53,0 тонн нефти на тонну биоПАВ КШАС-М также является положительной оценкой результатов мероприятия. Продолжительность эффекта в 24 месяца указывает на то, что внедрение технологии позволило добиться стабильного увеличения добычи нефти в течение длительного времени.

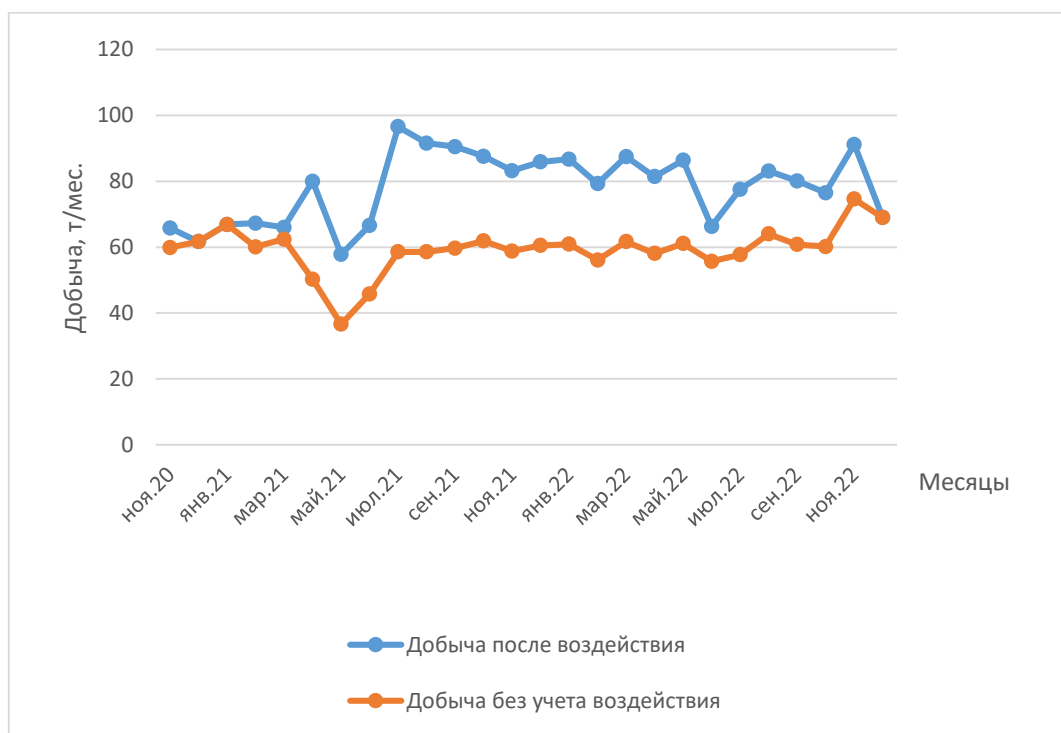


Рисунок 4.8 – Эффект от воздействия технологии биоПАВ КШАС-М

Для оценки потенциального технологического эффекта от внедрения мероприятия по закачке композиции биоПАВ КШАС-М в нагнетательную скважину № 2031 можно воспользоваться данными, полученными при проведении аналогичных мероприятий на других скважинах этого месторождения. Такой подход позволяет прогнозировать ожидаемый эффект, исходя из средних результатов, полученных в предыдущих мероприятиях, и применять их к данному объекту разработки, конкретно к пласту D1 X месторождения.

Однако необходимо учитывать, что каждая скважина имеет свои уникальные характеристики, которые могут влиять на эффективность проводимых мероприятий. Поэтому рекомендуется провести более детальный анализ данных и условий эксплуатации скважины № 2031 для более точной оценки ожидаемого эффекта.

Показатели эксплуатации проектного и базового участков представлены в таблицах 4.5 и 4.6.

Таблица 4.5 – Показатели эксплуатации проектного участка

Номер скважины	До обработки		После обработки	
	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	обводненность, %
830	0,71	84,1	1,03	77,5
683	0,62	83,1	0,85	78,8
167	0,56	82,5	0,77	73,1

Таблица 4.6 – Показатели эксплуатации базового участка

Номер скважины	До обработки		После обработки	
	дебит нефти, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	обводненность, %
1090	0,92	85	1,01	82
2550	0,34	90	0,69	81
1965	0,71	77	0,95	73

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Сухомлину Никите Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01

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

<i>1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости работ на проведение одной скважино-операции по закачке ПОТ
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, размер окладов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные Фонды – 30,4 %; НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение SWOT-анализа
<i>2. Формирование плана и графика разработки проекта</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта
<i>3. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет эксплуатационных затрат
<i>4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение эффективности проекта

Перечень графического:

1. Матрица SWOT 2. График проведения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич		

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В ходе разработки месторождения проблема увеличения нефтеотдачи и выработка остаточных запасов становится более актуальной. На многих месторождениях Российской Федерации присутствует проблема с обводнением скважин. На некоторых месторождениях обводненность достигает более 90%, а темп обводнения эксплуатационных скважин ежегодно увеличивается. Работа большого количества скважин из-за обводненности считается нерентабельной, что обосновывает применение потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи.

Значительную долю затрат при закачке ПОТ составляют затраты на материалы, закачиваемые в пласт. Работы по повышению нефтеотдачи осуществляются специализированными бригадами. Значительную долю затрат при закачке ПОТ составляют затраты на материалы, закачиваемые в пласт. Для достижения длительного и устойчивого эффекта необходимы большие объёмы закачиваемых реагентов. Планирование затрат на закачку осуществляется согласно нормам времени на производство работ. Нормы времени определяются подрядной организацией исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка.

Данная глава отражает обоснование финансовой эффективности проведения данного вида работ.

5.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой

комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая рентабельность РВ-3П-1. 2. Реакция гелеобразования обратима. 3. Возможность адресного размещения. 4. Экологически малоопасное вещество 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Требуется точный подбор технологии. 2. Гель должен сформироваться за пределами трещин ГРП. 3. При недостаточных объёмах закачки, возможно снижение дебита и увеличение обводнённости.
Возможности (В)	Угрозы (У)
<ol style="list-style-type: none"> 1. Увеличение охвата пласта заводнением. 2. Увеличение КИН. Снижение обводнённости продукции. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Неверный подбор реагента. 2. Остановки процесса закачки. 3. Аварии, поломки оборудования.

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

Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 6,7,8,9.

Таблица 5.2 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	-
	B2	+	0	+	-
	B3	+	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 5.2 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1B2C1C3, B3C1C2C3.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица проекта

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

При анализе интерактивной таблицы 5.3 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: B1B2Сл1Сл2Сл3, B3Сл2Сл3.

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	-
	У2	+	+	0	-
	У3	+	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 5.4 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3, У2У3С1С2.

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица проекта

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

При анализе интерактивной таблицы 5.5 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1, У2У3Сл2Сл3.

Проект имеет высокую актуальность, показывает значительную эффективность в реальных условиях, что приведет к дальнейшему применению и сведению риска к минимуму. Значительной угрозой следует считать неверный подбор реагента, так как его исправление будет очень затратным.

5.2 Расчёт продолжительности выполнения работ

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ [21]. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по закачке реагента в пласт;
- заключительный.

Продолжительность работ определяется исходя из проекта на проведение работ, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки. В таблице 5.6 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 5.6 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, чел.
Подготовительный этап			
1	Ознакомление с планом работ; подготовка инструмента перед выездом на куст, погрузка на автотранспорт инструмента.	0,2	4
2	Установить АЦН в рабочее положение, проложить шланг, открыть необходимые вентили и задвижки.	0,15	1
3	Заправка автоцистерн АЦ-11-257 на базе.	0,61	1
4	Закрывать все необходимые вентеля и задвижки, убрать шланг, закрыть люк емкости	0,1	1
5	Переезд с базы к объекту, для проведения работ, и обратно.	0,5	1
6	Расстановка спец. техники согласно схеме обвязки наземного оборудования.	0,5	3
8	Собрать технологическую линию от коллектора (водовода) до мобильной емкости; собрать нагнетательную линию по закачке раствора в трубное пространство обрабатываемой скважины; проложить линию от эжектора до ЦА-320 Открыть, закрыть необходимые задвижки. Настроить работу перемешивания путем запуска водовода, для чего через эжектор по технологической линии водоснабжения подать воду в емкость для смешивания. Опрессовать нагнетательную линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление. Составить акт опрессовки.	2,17	3
9	Определить начальную приёмистость скважины.	0,6	2
Выполнение работ по ВПП			
10	Закачка и продавка гелеобразующего состава в скважину.	0,7	4

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, чел.
Заключительный этап			
11	Демонтаж нагнетательной линии по закачке состава в обрабатываемую скважину; демонтаж технологической линии водоснабжения; убрать шланг от промежуточной ёмкости до ЦА-320; уложить весь инструмент в отведенное место.	1	2
13	Убрать рабочую зону после производства работ	0,3	2
14	Скважина закрывается на гелеобразование.	24	-
15	Определение приемистости скважины после ВПП.	0,6	2
16	По окончании работ совместно с представителем ЦДНГ запустить скважину в работу.	0,5	1
ВСЕГО		79,3	4

Таблица 5.7 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни			
	1	2	3	4
Подготовительный				
Выполнение работ по ВПП				
Заключительный				

5.3 Расчёт сметной стоимости работ

Стоимость материалов указана в таблице 5.8 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 5.8 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, ед. изм.	Цена за единицу, руб./ед. изм.	Стоимость материалов, руб.
биоПАВ КШАС-М (товарная форма)	32 м ³	31 200 руб./м ³	1 170 000
Техническая вода	262,5 м ³	0	0
ИТОГО			1 170 000

При проведении работ на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист ЦА-320 и ответственный за проведение работ мастер повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 12 %, районный коэффициент 1,7 к заработной плате и премии на территории Башкортостана севернее 60° северной широты, ежемесячная премия в размере 30 %, дополнительные выплаты за вредные условия труда 4 %.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 5.9).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс 3 ОКВЭД с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа [22].

Таблица 5.9 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%), руб.	ФОМС (5,1%), руб.	ПФР РФ (22%), руб.	Страхование от несчастных случаев, руб. (0,4%)	Всего взносов, руб.	Заработная плата после страховых взносов, руб.
Затраты	72 960,2	1 622,58	2 853,51	12 309,24	223,80	17 009,14	55 951,10

Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Средний возраст техники, используемой для проведения работ по закачке, не должен превышать 10 лет. Рассчитывая амортизационные отчисления,

определяем амортизационную группу для объекта из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов, число шт.	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Годовая норма амортизации, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320 1 шт.	5 215 000	2	39	51,35	11 920,9
Седельный тягач 1 шт.	4 900 000	4	16	0,5	44,76
АЦН-20 3 шт.	12 800 000	6	16	51,87	12 125,13
Кран-манипулятор 1шт.	3 305 000	4	16	1,42	85,71
ИТОГО	26 220 000			105,14	24 176,5

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по закачке биоПАВ КШАС-М, которая представлена в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	1 170 000
Затраты на оплату труда	72 960,2
Страховые взносы	17 009,14
Амортизационные отчисления	24 176,5
Итого основные расходы	1 285 599,74
НДС 20%	257 119,95
Итого с НДС	1 541 265,79

5.4 Определение экономической эффективности

Таблица 5.12 – Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия

Цена одной тонны нефти, руб.	Затраты на проведение мероприятия, руб.	Средняя ожидаемая ДДН, тыс. т	Минимальная необходимая ДДН, тыс. т
15 000	1 541 265,79	1,4	0,10285

Общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости с объемом закачки реагента 300 м3 составляет 1 541 265,79 руб. Исходя из опыта применения реагента биоПАВ КШАС-М, ожидаемая средняя технологическая эффективность от ВПП составляет 1,4 тыс. т/скв. ДДН. Соответственно, ожидаемая прибыль составит 19,46 млн руб. при цене нефти 15 000 руб./т. Для того, чтобы обработка одной скважины окупилась, нужно добыть нефти на сумму более 1 541 265,79 руб., без учета налогов. При цене нефти 15 000 руб./т мероприятие останется прибыльным при дополнительной добыче нефти не менее 102,85 тонн, что заметно ниже показателей эффективности данного вида работ. Исходя из расчётов данного мероприятия, можно сказать о высокой технологической эффективности и экономической целесообразности применения потокоотклоняющих технологий с использованием композиции биоПАВ КШАС-М с увеличения нефтеотдачи.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б94	Сухомлину Никите Андреевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП/ОПОП	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: Применение потокоотклоняющих технологий с целью повышения нефтеотдачи пластов Рабочая зона: кустовые площадки открытой местности Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Рабочие процессы, связанные с объектом исследования: монтаж, демонтаж, работа на нагнетательных скважинах, а также их обслуживание</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>	<p>1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом; 2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом; 3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты; 4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом; 5. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов</p>	<p><i>Вредные факторы:</i> – производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума. <i>Опасные факторы:</i> – производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды; – производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды; – подвижные части производственного оборудования; – производственные факторы, связанные с электрическим током. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от потенциальных факторов: - использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь,</p>

	каска, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность:	<p><i>Воздействие на атмосферу:</i> выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> повреждение или уничтожение почвенного слоя; вырубка деревьев;</p> <p>засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; нарушение температурного режима вод.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p><i>Возможные ЧС:</i> техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); природного характера (лесные пожары); геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.).</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> газонефтеводопроявления (ГНВП).</p>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	31.03.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Сухомлин Никита Андреевич		

6 Социальная ответственность

Рассмотрены технологии повышения нефтеотдачи пластов. Проведен анализ эффективности потокоотклоняющих технологий.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Необходимо регулировать отношения между работниками и работодателям. Все вопросы, связанные с оплатой труда, трудовым распорядком, социальными отношениями, регулируются законодательством РФ. Работодатель, согласно ст.212 ТК РФ [23], обязан обеспечить безопасные условия и охраны труда работникам организации. Работодателю необходимо обеспечить безопасность при работе с различным оборудованием, химическими реагентами, инструментами и материалами, а также при применении различных технологических процессов. Помимо этого, согласно требованиям по охране труда, работодателю необходимо обеспечить условия труда на рабочем месте, а также, в соответствии с трудовым законодательством, установить время работы и отдыха персонала.

Работы по ограничению водопритоков проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Трудовой Кодекс РФ регулирует вахтовый вид работ [24]. Зачастую, вахтовый метод работы подразумевает под собой перемещение работников в районы крайнего Севера. Для всех работников, которые выезжают в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности предусмотрены:

выплаты к заработной плате процентными надбавками, установленные районным коэффициентом, которые выплачиваются лицам, постоянно работающим в районах Крайнего Севера;

дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск;
социальные пакеты (медицинская страховка, оплата санатория, оплата путевок и др.).

Согласно трудовому кодексу, рабочий день не должен превышать 40 часов в неделю. На местах с вредными условиями труда 3 и 4 степени - не больше 36 часов. Также работодатель обязан обеспечить работников ежегодным оплачиваемым отпуском, продолжительность которого 28 календарных дней. Для работающих с вредными и опасными факторами предусмотрен дополнительный отпуск.

В течение дня работодатель обязан предоставить перерыв не менее 30 минут и не более двух часов. При этом, часы перерыва не входят в рабочее время. Также работникам предоставляются выходные дни.

Работники, подверженные опасным и вредным условиям труда обязаны проходить периодические и предварительные медицинские осмотры, чтобы определить их пригодность для выполнения конкретных работ. При выполнении работ с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия труда), согласно ТК РФ, для работников предусмотрены обязательные психиатрические обследования не реже одного раза в пять лет.

6.1.2 Организационные мероприятия

Только после разрешения оперативным персоналом, под управлением которого находится оборудование, осуществляется допуск бригады к работе и подготовка рабочего участка.

Для того, чтобы предотвратить воздействие опасных производственных факторов, необходимо подготовка рабочего места.

Допускающий, перед тем как допустить к работе, должен убедиться, что все технические мероприятия по подготовке рабочего места выполнены.

Наряд перед началом работ должен ознакомиться с целевым инструктажем. В целевом инструктаже указываются меры безопасности по выполнению конкретной работы. Перед началом работы в целевом инструктаже указываются границы рабочего места, наличие напряжения, а также оборудование, к которым не разрешено подходить в независимости от наличия напряжения в нем.

Для удобного выполнения всех обязанностей оператора необходимо спроектировать компоновку рабочей зоны. Поскольку основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утвержденной принципиальной схеме, которая разработана с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, а также правил пожарной безопасности [25].

Общая компоновка оборудования и аппаратуры должна удовлетворять требованиям действующих противопожарных технических условий строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности ПТУСП 01-63 [26].

При установке оборудования необходимо предусматривать:

- основные проходы в местах пребывания работающих, а также по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м;
- основные проходы по фронту обслуживания машин и аппаратов, имеющих щит управления, местные контрольно-измерительные приборы при наличии рабочих мест, шириной не менее 1,5 м. Рабочее место должно обеспечивать минимальную траекторию движения работника, а также удобную рабочую позу в положении сидя или стоя.

6.2 Производственная безопасность при работах на кустовой площадке

Работы по изоляции водопритоков, а также работы по регулированию процессов разработки проводятся на кустовых площадках. Нагнетательные скважины обслуживаются оператором по поддержанию пластового давления (ППД). Оператор ППД является квалифицированным сотрудником нефтегазовых предприятий, и его обязанности заключаются в техническом обслуживании специальной техники для регулирования необходимого уровня давления в скважине. Работает оператор на кустовых площадках со скважинами и блоками автоматики. В его обязанности, согласно должностной инструкции входит:

- обслуживание оборудования нагнетательных скважин;
- участие в работах по поддержанию и восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- контроль и регулирование подачи рабочего агента в скважины;
- участие в монтаже, демонтаже, текущем ремонте наземного оборудования;
- участие в работах на нагнетательных скважинах по установлению режима их работы;

Классификация опасных и вредных факторов, которым подвержен оператор на кустовых площадках, согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [27], представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Опасные и вредные производственные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [33]
Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [29]
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [33]
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [30]
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [36]
Подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [37]
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [37]

Важно проанализировать основные элементы производственного процесса и обосновать мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.

6.2.1 Анализ потенциальных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение от показателей климата на открытом воздухе. Западная Сибирь носит умеренно континентальный характер. Все работы по ограничению водопритоков производятся круглогодично. При выполнении работ на площадках нефтяных месторождений Западной Сибири обязательно указываются:

- метеорологические параметры воздуха территории района;
- давление, относительная влажность, скорость движения;
- период времени года выполняемых работ.

Показатели климата меняются по сезонам, а также в течении дня. Между организмом человека и внешней средой происходит температурное равновесие. При нахождении работника в высокотемпературной среде увеличивается вероятность перегрева организма, что приводит к гипертермии. Дальнейшее пребывание человека в такой среде приводит к тепловому удару и потере сознания. В случае перегрева существуют следующие симптомы: тошнота, шум в ушах, головокружение, слабость.

Помимо высоких температур, также неблагоприятное влияние на организм оказывают низкие температуры. Для человека наибольшую опасность представляет гипотермия (переохлаждение организма). Трепетное сердцебиение возникает у человека при температуре тела 30 °С, в случае непринятия необходимых мер происходит остановка дыхания. Работы при низких температурах, высокой влажности и скорости ветра являются тяжелыми. Чтобы избежать переохлаждения работникам во время перерывов,

необходимо находиться на холоде менее 10 мин при температуре воздуха до -10 °С и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10 °С. Для обогрева и отдыха работников, согласно ТК РФ [28] необходимо специальное оборудование помещения. Помещение для обогрева работников должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. Для стабилизации теплового состояния в местах обогрева должна поддерживаться температура в пределах 21-25 °С.

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

В таблице 6.2 приведены температуры воздуха, скорости ветра, при которых приостанавливаются работы в холодное время.

Таблица 6.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Звуковые колебания на рабочем месте оператора происходят от различных агрегатов, например, для ОПЗ, машин КРС. Также в близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, но все они не превышают допустимый уровень шума, согласно требованиям [29]. Нормой на открытой местности является 80 дБА. Если же месторождение удаленное, то требуются перелеты к месту работы на вертолетах. Вертолеты создают уровень шума 95-100 дБА, что превышает допустимые нормы.

При контакте человека с звуковыми колебаниями, они оказывают пагубное влияние на весь организм в целом. При повышенных уровнях шума работник подвержен утомляемости, а при выполнении задач, которые требуют особого внимания и сосредоточенности, появляется риск роста ошибок. При длительном воздействии шума на организм нарушается ритм сердца, артериальное давление.

Снизить негативное влияние воздействие шума можно путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, а также применением защитных средств, согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума): наушники и противοшумные вкладыши (беруши) [30].

Превышение уровня вибрации. Оператор ППД подвержен вибрациям при работе на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрации при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Вибрация может приводить к различным профессиональным болезням, таким как: нарушение работы нервной системы, нарушение работы сердечно-сосудистой системы и др. В ГОСТ 12.1.012-90 [31] указывается, что технологическая норма вибрации составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД не превышает норму и составляет 30 дБ.

От вибрации защищаются путем совершенствования техники и оборудования, поиском лучших поглощающих вибрацию материалов. Для личной защиты от вибрации используют резиновые перчатки и резиновые прокладки в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещенность рабочей зоны. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [32]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. По причине лесных пожаров, кустовую площадку огораживают насыпью песка. При присутствии сильных ветров на открытой местности может происходить попадание песка в дыхательную систему человека, что плохо влияет на его здоровье. Рабочая зона должна соответствовать общим санитарно-гигиеническим требованиям к воздуху рабочей зоны, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [33]. Для того, чтобы ограничить попадание песка в носовую область, необходимо ношение респираторов, противогазов, которые регламентируются в ГОСТ 12.4.296-2015 [34].

Электрический ток. Работник нефтегазовой отрасли постоянно сталкивается с оборудованием, которое находится под напряжением. Действует электрический ток на человека по-разному. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы работник умел пользоваться такими приборами, знать их принцип действия и конструкцию. Неквалифицированный в области электробезопасности работник при возникновении опасных ситуаций обязан сообщить о какой-либо неисправности главному инженеру-электрику. Электрические приборы и оборудование должны проходить периодический осмотр. Оборудование, которое вышло из строя, должно своевременно починено, либо заменено на новое. Также оборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее

сечения рабочих жил. Заземление должно соответствовать требованиям, которые указаны в ГОСТ 12.1.030.81 «Защитное заземление. Зануление» [35]. Для того, чтобы не допустить воздействие на работников электрического тока, используют средства индивидуальной и коллективной защиты, согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 [36].

К коллективным средствам относят предупредительную сигнализацию, различным предупреждающих плакатов, защитное заземление, отключение и др. К средствам индивидуальной защиты относят изолирующие рукавицы и обувь, защитные пластиковые каски и очки, а также термостойкие костюмы.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. На производстве работники подвержены опасности получить механические травмы. Под механическими травмами понимают повреждение мышц, кожных покровов, костей, позвоночника, головы и других различных частей тела. Получить подобного рода травму можно по причине шероховатости поверхности, при спуско - подъемных операциях, при монтаже и демонтаже установок. Также к механическим травмам приводят острые инструменты, движущиеся машины и механизмы, передвигающиеся объекты, разрушающиеся конструкции. В связи с этим появляется необходимость защитить работников от опасных факторов.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [37], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях. Для профилактики систематически проверяют наличие всей необходимой защиты. Также проводят плановую и внеплановую проверку тормозных и пусковых устройств, состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2003-91 [38].

Для защиты от механических повреждений необходимо строго соблюдать требования техники безопасности и меры предосторожности.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Технологическое оборудование работает под высоким уровнем давления. Высокое давление может привести к его разрушению и в следствии нанести ущерб работникам, в том числе летальный исход. При разгерметизации оборудования, работающего под давлением, возникают две группы опасности. К первой группе относят разрушение из-за взрывной волны, что приводит к травмированию работников. Ко второй группе относят оборудование с вредными и опасными веществами. Но чаще реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными. К разгерметизации чаще всего приводят различные дефекты сосудов, которые получились при изготовлении, либо хранении и транспортировке.

Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г. Для того, чтобы вовремя определить дефекты необходимо проводить внешний осмотр аппаратов, проводить на них гидравлические испытания, а также механические испытания материалов.

Работа компрессорной установке, работающей под давлением, регламентируется нормативным документом [39]. Сосуды выбирают и контролируют согласно ГОСТ Р 52630-20012 [40].

6.3 Экологическая безопасность

При добыче нефти методом заводнения невозможно защитить природные среды от техногенного воздействия. Для минимизации ущерба

окружающей среде предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды. Для того, чтобы предотвратить попадание различных химических реагентов в гидросферу, необходимо полностью герметизировать всё оборудование и арматуры.

Загрязнение гидросферы. При вторичном вскрытии пласта может произойти:

- загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод, почв химическими реагентами, ГСМ, пластовыми флюидами;
- загрязнение отходами хозяйственно-бытовых жидкостей;
- загрязнение продуктами утечек скважин.

Загрязнение литосферы. Поверхностный слой почвы подвержен влиянию различных организационных работ. Поверхностный слой почвы разрушается под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также различной техники и оборудования.

При закачке химическими агентами, существует большая вероятность попадания их в продуктивные пропластки, а также путём перетоков за его пределы. Всё это изменяет физико-химические свойства почв, что негативно влияет на неё.

При регулировании процесса разработки путём нестационарного заводнения, закачка химических реагентов не производится. Ведется закачка подготовленной специальной технологической водой необходимой минерализации. Отсюда следует, что данный метод оказывает минимум вредного воздействия на литосферу. Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений.

Загрязнение атмосферы. На кустовых площадках из-за неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений и сальниковых уплотнений происходит выделение различных загрязняющих веществ в атмосферу. Также загрязнению атмосферы способствуют выхлопные газы двигателей автомобилей на промысле. Для того, чтобы предотвратить

поступление выбросов в атмосферу загрязняющих веществ, необходимо полностью герметизировать оборудование, осуществлять контроль за швами сварных соединений, защищать оборудование от коррозии.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды. Нефть, отработанную вода в процессе освоения скважины необходимо собирать в передвижные емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После того, как провели при помощи нагнетательного агрегата закачку химических реагентов и других веществ, до разбора его нагнетательной системы, необходимо промыть её инертной жидкостью. После промывки жидкость необходимо сбросить в сборную емкость. В дальнейшем остатки химических реагентов доставляют в специальные места, которые оборудованы для их утилизации или уничтожения.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

При выравнивании профиля приемистости скважин оператор ППД может быть подвергнут следующим чрезвычайным ситуациям:

- разрыв трубопроводов, которые подают реагент в скважину;
- разрушение корпуса или нарушение герметичности элементов, по которым проходит жидкость и газы под высокими давлениями;
- частичное или полное отключение электроэнергии в сети.

Работающее под давлением оборудование испытывает большие нагрузки и в определенных моментах несет большую опасность для жизни и

здоровья работников предприятий. Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по выравниванию профиля приёмности скважин включают в себя следующие ключевые моменты [41]:

1. Соответствующий план утверждается нефтегазодобывающей организацией и по нему строго проводятся работы по нагнетанию агента в скважину.

2. В плане обязательно указываются схемы размещения оборудования, меры безопасности, схемы размещения оборудования, ответственное лицо за выполнение работ.

3. Обязательное наличие обратных клапанов у устья скважины при закачивании агента в нагнетательные линии.

4. Необходимо до проведения закачки агента опрессовывать систему на полуторократном ожидаемом рабочем давлении.

5. При проведении испытаний нагнетательных систем персонал не должен находиться в опасной зоне, установленной планом работ.

6. В зимнее время необходимо убедиться, что в нагнетательной системе отсутствуют ледяные пробки.

Для предотвращения опасностей, связанных с высокими давлениями и нагрузками на оборудование необходимо проводить осмотр и испытание такого оборудования, применять различные средства блокировки, предотвращающее ошибки работников. Также необходимо автоматизировать технологические процессы, что позволит работникам не находиться в зоне опасности, контролируя показатели приборов на безопасной дистанции.

При наличии признаков ЧС необходимо срочно доложить вышестоящему начальству, остановить работы и вывести работников в безопасную зону. При наличии травм оказать первую помощь. При порыве необходимо сбросить давление с участка, закрыть необходимые задвижки на

скважинах и вызвать бригаду для ремонта. При возникновении пожара обязательно электроэнергию.

Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта были изучены потокоотклоняющие технологии, которые могут использоваться для увеличения добычи нефти и сокращения объема попутно-добываемой воды на месторождении НГДУ "Х" АНК "Z". А также проведен анализ разработки месторождения, проводившихся с использованием потокоотклоняющих технологий.

Для проверки эффективности одной из таких технологий, основанной на использовании композиций биоПАВ КШАС-М, был проведен технологический расчет, показавший, что в результате воздействия на очаг дополнительная добыча нефти составила 530,1 тонн, а обводненность снизилась на 7,54%.

Кроме того, ожидаемая средняя технологическая эффективность от ВПП составила 1,4 тыс. т/скв. Соответственно, ожидаемая прибыль составит 19,46 млн руб. при цене нефти 15 000 руб./т. Полученные результаты говорят о том, что данная технология может быть рекомендована для использования на других нефтяных месторождениях в поздней завершающей стадии разработки.

Были также рассмотрены вопросы охраны труда и обеспечения экологической безопасности в ходе проведения технологического процесса.

Список использованных источников

1. Проект разработки X нефтяного месторождения БашНИПИнефть, Уфа, 2010 г.
2. Беяева А.С. Эффективные методы извлечения остаточной нефти на месторождениях республики Башкортостан // Экспозиция Нефть Газ. 2010. №6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/effektivnye-metody-izvlecheniya-ostatochnoy-nefti-na-mestorozhdeniyah-respubliki-bashkortostan> (дата обращения: 15.02.2023).
3. Назина Т.Н., Кострюкова Н.К., Татаркин Ю.В., Бабич Т.Л., Соколова Д.Ш., Ивойлов В.С., Хисаметдинов М.Р., Ибатуллин Р.Р., Полтараус А.Б., Турова Т.П., Беяев С.С., Иванов М.В. БИОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В КАРБОНАТНЫХ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТАХ С РАЗНЫМИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ КАК ОСНОВА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ BIOTEХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2014. №1 (9). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/biogeohimicheskie-protsessy-v-karbonatnyh-neftyanyh-plastah-s-raznymi-fiziko-himicheskimi-usloviyami-kak-osnova-dlya-razrabotki> (дата обращения: 15.02.2023).
4. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
5. Махад Абди Осман Особенности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи пластов // Научный журнал. 2016. №11 (12). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-osadkogeobrazuyuschih-tehnologiy-uvelicheniya-nefteotdachi-plastov> (дата обращения: 16.02.2023).

6. Коршунов Никита Вадимович Методы увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях: преимущества и недостатки, область применения // Современные инновации. 2019. №6 (34). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-uvelicheniya-nefteotdachi-na-neftyanyh-mestorozhdeniyah-preimuschestva-i-nedostatki-oblast-primeneniya> (дата обращения: 16.02.2023).

7. Годовые и месячные отчёты отдела разработки НГДУ «Х» за 2005г.-2010г.

8. Корчагин, М. С. Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи / М. С. Корчагин, В. В. Иванчишин. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2021. — № 15 (357). — С. 72-75.

9. Подопригора, Д. Г. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Д. Г. Подопригора, Р. Р. Бязров, Е. А. Христинич // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 2. — URL: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf> DOI: 10.15862/37NZVN222

10. Нигматуллин Эмиль Наилевич СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БЛОКИРОВАНИЯ ОБВОДНЕННЫХ ЗОН ПЛАСТА ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ СОСТАВАМИ: наук: 25.00.17. - Бугульма, 2016. - 178 с.

11. Шарауова, А. Б. Применение микробиологических методов для повышения нефтеотдачи и интенсификации нефтедобычи / А. Б. Шарауова, Л. К. Нуршаханова, Г Тулешева. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2014. — № 8 (67). — С. 307-309. — URL: <https://moluch.ru/archive/67/11072/> (дата обращения: 16.02.2023).

12. Безверхая, Елена Владимировна. Перспективы использования микробиологического метода повышения нефтеотдачи /Prospects for Using the Microbiological Method of Enhanced Oil Recovery [Текст] / Елена Владимировна Безверхая, Игорь Андреевич Трофимов, Владимир Андреевич Карепов //

Общество инженеров-нефтяников SPE /Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2018, RPTC 2018. — 2018.

13. Беляева Альбина Сагитовна Методы и технологии извлечения остаточной нефти (на материалах института нефтегазовых технологий и новых материалов АН РБ) // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2010. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-i-tehnologii-izvlecheniya-ostatochnoy-nefti-na-materialah-instituta-neftegazovyh-tehnologiy-i-novyh-materialov-an-rb> (дата обращения: 16.02.2023).

14. Королев Максим Игоревич. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов: диссертация... кандидата Технические науки: 25.00.17 / Королев Максим Игоревич; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»], 2019

15. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. - Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997.

16. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В. Методы повышения нефтеотдачи пластов при заводнении. - М.: Недра, 1983.

17. Осадкогелеобразующая технология для уменьшения отборов попутной воды из высокодебитных пластов. КОГОР. – Уфа: БашНИПИнефть, 1996.

18. Казакова Л.В., Южанинов П.М. ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ХИМРЕАГЕНТОВ. - ООО «ПермНИПИнефть», Сборник. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, № 8, 2002, с. 79-83

19. Назарова Л.Н. Н19 Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени П.М. Губкина, 2011. - 156 с.: ил.

20. Зингель Е.М. ОТЕ?технология – инновационная технология добычи остаточной нефти из отработанных месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2010. – № 6. –С. 54-58.

21. РД 153-39.0-104-01 «Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин».

22. Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279).

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.

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

25. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

26. Противопожарные технические условия строительного проектирования предприятий нефтегазодобывающей промышленности (ПТУСП 01-63) Утв. 17/VIII 1963 г.

27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 19.Трудовой кодекс – ТК РФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха. 20.ГОСТ 12.1.003–83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

28. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

29. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.

30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
32. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
33. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
34. ГОСТ Р 12.1.019-2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
36. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
37. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления. Обечайки и днища. Нормы и методы расчета на прочность.
38. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия.
39. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
40. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б1–Характеристика продуктивных пластов и объектов

Показатель	Объект						
	DIV	DIII	DII	DI	D _{3fm}	C _{1t}	C _{1^{bb}}
Глубина залегания, м	1680	1640	1630	1600	1350	1120	1100
Тип залежи	сводо- вый	сводо- вый	сводо- вый	сводо- вый	рифо- вый	сводо- вый	страти- графо- литоло- гический
Тип коллектора	песча- ный	песча- ный	песча- ный	песча- ный	карбо- натный	карбо- натный	песча- ный
Нефтенасыщенная мощность пласта, м	2,7	2,0	9,9	5,8	-	3,5	2,5

Коэффициент песчаности	-	-	0,94	0,82	-	-	-
Коэффициент расчлененности	-	-	1,5	1,9	-	-	1,5
Начальное пластовое давление, МПа	18,1	17,7	17,2	17,2	14,0	12,5	12,5
Начальная пластовая температура, С°	30	-	30	30	-	18-20	18-20
Пористость, долей ед.	0,19	0,19	0,22	0,22	0,03	0,10	0,225
Проницаемость, мкм ²	-	-	0,411	0,522	-	0,024	0,676
Нефтенасыщен- ность, долей ед.	0,80	0,83	0,88	0,89	0,63	0,72	0,835

Таблица Б2 – Характеристика поверхностных нефтей

Показатель	Объект						
	DIV	DIII	DII	DI	D _{3fm}	C _{1t}	C _{1^{bb}}
Плотность при 20 С°	0,849	0,850	0,856	0,856	0,904	0,904	0,886
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	10,0	17,0	10,0	1060	85,0	20,0	20,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,0	-	2,3	2,3	-	14,2	14,2
Газовый фактор, м ³ /т	55	-	64	62	-	21	21,5
Давление насыщения, МПа	8,8	-	8,4 - 9,6	8,4 - 9,6	-	5,2	5,5
Содержание, %							
серы	1,5	1,1	1,5	1,5	3,7	2,8	2,8
смола	6,6	13,9	8,1	9,5	13,6	17,2	12,4
асфальтенов	3,2	2,6	4,1	2,5	4,5	5,1	5,1
парафина	3,2	5,4	5,0	5,0	2,9	4,1	3,4

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1 – Основные технологические показатели разработки X нефтяного месторождения на 01.01.2010г.

Показатели	Объекты									Месторождение
	Сал.к	CVI	СТ	Дзв	Дфмс	DI	DIИ	DIИИ	DIIV	
Начало разработки, год	1967	1937	1938	1966	1957	1945	1944	1951	1952	1937
Максимальная добыча, тыс.т	1,4	1053,4	132,4	1,5	15,9	11722,7	2392,4	97,9	62,0	14853,9
Год выхода на максимальную добычу	1968	1980	1984	1989	2005	1966	1951	1977	1965	1966
Максимальный темп отбора от НГЗ, %	0,1	1,3	0,3	0,1	0,3	3,0	2,0	4,2	2,6	2,3
Накопленная добыча нефти, тыс.т	10,7	31710,4	4075,1	18,1	271,6	230823,2	59191,8	490,9	1177,4	327769,7
Текущий КИН, доли ед.	0,008	0,376	0,080	0,002	0,042	0,597	0,504	0,223	0,492	0,502
Накопленный отбор жидкости, тыс.т	128,5	174709,7	10909,3	31,5	632,7	1057295,8	271097,0	3681,9	14764,5	1533283,1
Накопленная закачка воды, тыс.м ³	-	233387,4	27714,3	-	-	1124599,1	304398,1	3053,0	4204,1	1697356,0
Компенсация отбора закачкой, %										
текущая	-	141,4	119,3	-	-	102,8	103,7	-	-	107,0
накопленная	-	138,4	259,2	-	-	104,8	113,1	88,2	31,6	110,3
Накопленный ВНФ, т/т	11,0	4,5	1,7	0,7	1,3	3,6	3,6	6,5	11,5	3,7
Перебывало в эксплуатации добывающих скв., ед.	7	968	663	6	61	1597	389	35	17	2818
Действ. фонд добывающих скв. на 01.01.2010 г., ед.	1	357	362	1	18	369	83	6	7	1016
Перебывало в эксплуатации нагнетат. скв., ед.	-	216	66	-	-	494	125	3	1	836
в т.ч. переведенных из добывающих	-	141	32	-	-	290	35	2	-	468
Действ. фонд нагнетат. скв. на 01.01.2010 г., ед.	-	64	33	-	-	81	16	-	-	193
Добыча нефти за 2009 г., тыс.т	0,021	158,1	127,7	0,3	9,1	191,6	39,2	1,9	9,9	537,9
Отбор жидкости за 2009 г., тыс.т	1,1	1082,4	340,1	0,3	17,9	3500,6	642,6	4,4	167,1	5756,7
Обводненность за 2009 г., %	98,1	85,4	62,4	20,4	49,1	94,5	93,9	56,8	94,1	90,7
Средний дебит жидкости за 2009 г., т/сут	0,06	8,55	2,76	1,01	2,81	26,92	22,66	2,18	68,24	16,20
Средний дебит нефти за 2009 г., т/сут	3,22	1,25	1,04	0,81	1,43	1,47	1,38	0,94	4,04	1,47

Таблица В2 – Динамика технологических показателей разработки X нефтяного месторождения

Годы	Действующий фонд скважин на конец года		Добыча в поверхностных условиях, тыс.т			Средний дебит, т/сут		Закачка воды, тыс.м ³	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Текущая обводненность, %
	добыв.	нагнет.	нефти	жидкости	воды	нефти	жидкости			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1937	2	0	4,930	4,930	0,000	27,39	27,39	0	0	0
1938	7	0	20,652	20,940	0,288	15,68	15,90	0	0	1,4
1939	13	0	30,097	31,123	1,026	9,44	9,76	0	0	3,3
1940	27	0	54,704	55,282	0,578	7,79	7,88	0	0	1,0
1941	39	0	70,314	71,333	1,019	6,18	6,27	0	0	1,4
1942	37	0	75,280	75,955	0,675	6,63	6,69	0	0	0,9
1943	49	0	76,546	79,325	2,779	5,43	5,63	0	0	3,5
1944	54	0	114,352	118,790	4,438	6,27	6,52	0	0	3,7
1945	58	0	558,000	560,686	2,686	31,57	31,72	0	0	0,5
1946	82	0	1 534,985	1 539,049	4,064	66,74	66,91	0	0	0,3
1947	126	0	2 501,380	2 518,142	16,762	72,14	72,62	0	0	0,7
1948	159	3	3 158,921	3 175,487	16,566	65,09	65,43	198,866	389,9	0,5
1949	226	19	3 837,868	3 867,644	29,776	57,23	57,67	2 577,560	700,0	0,8
1950	323	19	5 043,908	5 089,992	46,084	53,60	54,09	7 097,964	1109,2	0,9
1951	413	22	6 332,037	6 412,272	80,235	49,92	50,55	9 627,508	1167,1	1,3
1952	486	31	7 611,981	7 758,999	147,018	47,49	48,40	10 972,507	1121,1	1,9
1953	628	40	9 125,967	9 355,248	229,281	47,35	48,54	14 672,665	1108,1	2,5
1954	775	58	10 049,887	10 362,459	312,572	42,48	43,81	16 513,593	889,6	3,0
1955	840	78	10 725,862	11 342,469	616,607	37,71	39,88	17 323,227	737,9	5,4
1956	883	90	10 945,702	12 013,596	1 067,894	36,17	39,70	21 183,200	683,3	8,9
1957	914	101	11 383,224	12 639,567	1 256,343	36,65	40,69	20 584,075	623,1	9,9
1958	963	108	11 502,481	12 957,269	1 454,788	35,96	40,50	20 929,140	566,5	11,2
1959	1 030	119	11 938,732	14 157,045	2 218,313	34,89	41,37	21 713,390	532,3	15,7

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1960	1 076	126	12 385,447	15 341,039	2 955,592	33,29	41,23	22 622,520	526,5	19,3
1961	1 117	135	12 826,376	16 228,522	3 402,146	33,30	42,13	24 018,521	533,5	21,0
1962	1 224	142	13 371,868	17 836,530	4 464,662	33,46	44,63	26 343,635	555,4	25,0
1963	1 280	145	14 175,208	20 780,656	6 605,448	33,21	48,68	28 442,983	564,4	31,8
1964	1 315	151	14 479,818	22 547,174	8 067,356	32,48	50,58	31 722,222	609,1	35,8
1965	1 328	169	14 724,018	25 199,428	10 475,410	32,23	55,17	34 804,153	635,6	41,6
1966	1 327	192	14 853,935	29 743,353	14 889,418	32,58	65,23	38 746,345	604,3	50,1
1967	1 333	206	14 263,444	33 884,802	19 621,358	31,09	73,87	42 589,533	600,2	57,9
1968	1 275	209	11 914,055	35 565,554	23 651,499	27,04	80,71	42 920,233	584,7	66,5
1969	1 288	217	8 863,874	32 822,453	23 958,579	20,15	74,63	41 301,562	542,3	73,0
1970	1 303	214	6 995,126	32 665,121	25 669,995	15,69	73,27	37 086,802	485,6	78,6
1971	1 339	224	5 954,017	32 434,438	26 480,421	13,05	71,09	35 732,211	472,8	81,6
1972	1 379	243	5 282,851	34 156,995	28 874,144	11,28	72,92	40 381,219	474,8	84,5
1973	1 378	264	4 859,203	35 132,158	30 272,955	10,14	73,33	40 321,276	446,2	86,2
1974	1 409	271	4 502,955	37 070,438	32 567,483	9,28	76,37	40 507,021	420,2	87,9
1975	1 434	287	4 300,771	40 192,182	35 891,411	8,53	79,67	41 909,319	422,0	89,3
1976	1 469	305	4 094,587	42 133,855	38 039,268	8,02	82,55	42 739,092	404,1	90,3
1977	1 486	324	3 919,356	43 663,789	39 744,433	7,53	83,92	44 747,749	414,7	91,0
1978	1 508	333	3 806,076	45 404,081	41 598,005	7,22	86,13	46 453,614	408,9	91,6
1979	1 554	355	3 686,471	48 283,421	44 596,950	6,87	90,03	48 646,930	415,5	92,4
1980	1 611	365	3 560,450	51 488,285	47 927,835	6,34	91,64	52 294,300	409,1	93,1
1981	1 602	369	3 353,346	53 084,743	49 731,397	5,86	92,81	54 044,707	408,0	93,7
1982	1 605	391	3 099,940	53 378,362	50 278,422	5,43	93,54	54 381,782	428,9	94,2
1983	1 606	418	2 966,388	55 620,807	52 654,419	5,21	97,70	55 006,289	376,6	94,7
1984	1 620	415	2 792,726	54 835,405	52 042,679	4,87	95,66	55 001,011	367,4	94,9
1985	1 635	405	2 600,824	51 668,988	49 068,164	4,53	90,04	54 361,131	372,9	95,0
1986	1 656	376	2 341,216	51 878,951	49 537,735	4,01	88,92	53 828,387	406,2	95,5

Продолжение таблицы В2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1987	1 707	390	2 170,327	52 298,345	50 128,018	3,65	88,03	53 526,467	393,2	95,9
1988	1 745	402	2 045,078	53 258,239	51 213,161	3,36	87,52	53 493,405	383,1	96,2
1989	1 643	390	1 910,279	48 729,148	46 818,869	3,18	81,10	50 561,347	362,0	96,1
1990	1 413	329	1 665,266	43 450,402	41 785,136	3,11	81,24	45 093,445	362,6	96,2
1991	1 528	300	1 429,471	35 726,981	34 297,510	2,69	67,32	35 812,596	315,7	96,0
1992	1 215	260	1 233,047	28 473,048	27 240,001	2,65	61,16	27 652,905	276,9	95,7
1993	1 196	266	1 052,720	25 483,388	24 430,668	2,48	60,14	25 077,690	264,6	95,9
1994	1 053	245	897,207	17 142,090	16 244,883	2,51	47,92	16 548,983	217,3	94,8
1995	862	212	722,573	10 216,082	9 493,509	2,38	33,70	9 876,034	152,2	92,9
1996	835	152	657,384	8 153,271	7 495,887	2,32	28,81	7 543,118	133,9	91,9
1997	779	118	634,176	8 067,185	7 433,009	2,26	28,77	7 672,662	149,0	92,1
1998	749	118	633,618	7 838,137	7 204,519	2,35	29,03	7 303,620	173,4	91,9
1999	716	104	597,570	7 471,674	6 874,104	2,43	30,33	6 811,653	163,5	92,0
2000	795	121	573,488	7 339,847	6 766,359	2,18	27,88	6 623,233	145,8	92,2
2001	865	154	565,252	6 905,501	6 340,249	1,98	24,24	6 288,731	129,0	91,8
2002	866	158	565,053	6 160,091	5 595,038	1,86	20,31	5 782,250	107,3	90,8
2003	884	155	543,856	5 496,720	4 952,864	1,76	17,75	5 398,446	96,3	90,1
2004	892	156	539,390	5 601,237	5 061,847	1,70	17,70	5 247,228	97,2	90,4
2005	933	166	541,000	5 767,447	5 226,447	1,66	17,74	5 372,886	92,5	90,6
2006	967	175	531,175	5 730,070	5 198,895	1,33	14,40	5 400,052	89,4	90,7
2007	1007	179	527,360	5 536,813	5 009,453	1,30	13,68	5 103,839	82,5	90,5
2008	1031	182	524,369	5 431,651	4 907,282	1,47	15,27	5 337,910	86,1	90,3
2009	1016	193	537,853	5 756,668	5 218,815	1,51	16,17	5 479,215	84,1	90,7