

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы Выбор методов интенсификации притока для увеличения дебита на Ромашкинском нефтяном месторождении (Республика Татарстан)
--

УДК 622.276.6(470.41)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Альджваибер Мустафа Хайтам		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 2Б94	ФИО Альджваибер Мустафа Хайтам
-----------------------	--

Тема работы:

Выбор методов интенсификации притока для увеличения дебита на Ромашкинском нефтяном месторождении (Республика Татарстан)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39–66 /с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	1.1 Общие сведения о месторождении 1.2 Геологическое строение эксплуатационного объекта 1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов 1.4 Коллекторские свойства продуктивных пластов 1.5 Особенности разработки водонефтяных зон 2.1 Тепловые МУН 2.2 Газовые МУН 2.3 Химические МУН 2.4 Микробиологические МУН

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

	2.5 Гидродинамические МУН 2.6 Физические МУН 3.1 Интенсификация повышения нефтеотдачи месторождения 3.2 Химические методы интенсификации притока 3.2.1 Кислотные обработки 3.3 Механические методы интенсификации притока 3.3 Механические методы интенсификации притока 3.3.1 Реперфорация скважин 3.3.2 Гидравлический разрыв пласта 3.4 Технология эффективности геолого-технических мероприятий на Ромашкинском месторождении 3.5 Анализ эффективности использование гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении 3.6 Рост трещины гидравлического разрыва пласта в вертикальном направлении 3.7 Расчет проектирования процесса гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Общие сведения о месторождении Методы увеличения нефтеотдачи Анализ эффективности использование ГРП	Старший преподаватель, Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент	Доцент ОСГН ШБИП, Креницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Альджавайбер Мустафа Хайтам		

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Альджавибер Мустафа Хайтам

Тема работы:

Выбор методов интенсификации притока для увеличения дебита на Ромашкинском нефтяном месторождении (Республика Татарстан)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	18.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2023	Сведения о месторождении.	15
27.03.2023	Методы увеличения нефтеотдачи	25
24.04.2023	Анализ эффективности использование ГРП	30
20.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	15
23.05.2023	Социальная ответственность.	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Альджавибер Мустафа Хайтам		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 страниц, в том числе 11 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 24 источников.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, реперфорация скважин, кислотные обработки, методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации, скважина, дебит скважины, приток жидкости.

Объектом исследования являются методы интенсификации притока жидкости и увеличения нефтеотдачи пластов.

Цель исследования – выбор методов интенсификации притока для увеличения дебита на Ромашкинском месторождении.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация методов увеличения нефтеотдачи и каждый метод в отдельности. Проведен анализ методов интенсификации притока нефти к добывающим скважинам и борьбы с их обводнением является обработка призабойной зоны продуктивного пласта.

В результате работы было предложены эффективные геолого-технические мероприятия, произведен расчет ГРП, проанализировано использование гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении.

Область применения: фонд скважин Ромашкинского месторождения.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ,ОПРЕДЕЛЕНИЯ,СОКРАЩЕНИЯ.....	11
1 СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	12
1.1 Общие сведения о месторождении	12
1.2 Геологическое строение эксплуатационного объекта	13
1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов	15
1.4 Коллекторские свойства продуктивных пластов	16
1.5 Особенности разработки водонефтяных зон.....	17
2 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	20
2.1 Тепловые МУН.....	20
2.2 Газовые МУН	23
2.3 Химические МУН	24
2.4 Микробиологические МУН	26
2.5 Гидродинамические МУН.....	27
2.6 Физические МУН.....	29
3 Текущий состояние разработки на месторождении	31
3.1 Интенсификация повышения нефтеотдачи месторождения	35
3.2 Химические методы интенсификации притока	36
3.2.1 Кислотные обработки.....	37
3.3 Механические методы интенсификации притока.....	42
3.3.1 Реперфорация скважин.....	43
3.3.2 Гидравлический разрыв пласта	44
3.4 Технология эффективности геолого-технических мероприятий на Ромашкинском месторождении	46
3.5 Анализ эффективности использование гидравлического разрыва пласта на Ромашкинского месторождении	48
3.6 Рост трещины гидравлического разрыва пласта в вертикальном направлении	52
3.7 Расчет проектирования процесса гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении	53
3.7.1 Расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления	53

3.7.2 Расчет размеров трещин.....	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	57
4.1 Расчет экономической эффективности проведения ГРП	57
4.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.....	58
4.3 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия	61
4.4 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	66
4.4.1 Расчет ЧТС при уменьшении объема добычи нефти на 20%	66
4.4.2 Расчет ЧТС при увеличении капитальных затрат на 20%	67
4.4.3 Расчет ЧТС при уменьшении текущих затрат на 20%	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.....	73
5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению в.....	74
компоновке рабочей зоны	74
5.2 Производственная безопасность	74
Повышения уровня шума.....	76
5.3 Экологическая безопасность воздействие на атмосферу.....	80
Методы защиты	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.5 Выводы по разделу социальная ответственность.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
Список используемых источников	88

ВВЕДЕНИЕ

Анализ и практика показывают правильный выбор и научно-обоснованную тенденцию развития в ПАО «Татнефть» комплексных технологий стимуляции продуктивности скважин, промышленное внедрение которых будет во многом обеспечивать стабильную добычу нефти в последующие годы.

Использование химических и механических методов интенсификации притока – одно из наиболее перспективных направлений в процессах разработки нефтяных месторождений. Научными организациями отрасли разработано, испытано и сдано более 70 технологий с применением химического и механического воздействия на пласт.

Цель дипломного проекта: выбор методов интенсификации притока для увеличения дебита на Ромашкинском месторождении

Задачи дипломного проекта:

- изучить геологическое строение эксплуатационного объекта Ромашкинского месторождения;
- рассмотреть технологическую эффективность геолого-технических мероприятий на Ромашкинском месторождении;
- проанализировать эффективность использования гидравлического разрыва пласта на добывающем фонде скважин Ромашкинского месторождения и произвести расчет проектирования процесса гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении;
- изучение техники безопасности при проведении гидравлического разрыва пласта и рассмотрение экономической эффективности проведения гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ГТМ – геолого–технические мероприятия

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

СКО – соляно – кислотная обработка

ГКО – глино – кислотная обработка

ТИМ – теплоизоляционный материал

ОПЗ – обработка призабойной зоны пласта

НКТ – насосно - компрессорные трубы

ППД – поддержание пластового давления

МСП – межскважинная перекачка

ПЗП – призабойная зона пласта

ВСП – внутрискважинная перекачка

ГРП – гидроразрыв пласта

КНС – кустовая насосная станция

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ЮТС – Южно-Татарский свод

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства

КПАВ – катионно-активные поверхностные вещества

ПАВ – поверхностно – активные вещества

ЧДД – чистый дисконтированный доход;

ИД – индекс доходности

ЧС – чрезвычайная ситуация.

1.2 Геологическое строение эксплуатационного объекта

Геологическое строение этого месторождения обусловлено участием отложений, относящихся к пермской системе. Основные тектонические показатели Ромашкинского нефтяного месторождения отнесены к Сокско-Шешминскому валу. На Ромашкинском месторождении эксплуатацию проводят как на вертикальных скважинах, так и на горизонтальных. Количество геологических нефтяных запасов оценивается в пять млрд тонн. Бобриковский горизонт, имеющий терригенные толщи, обуславливает промышленную нефтеносность месторождения (рисунок 2).

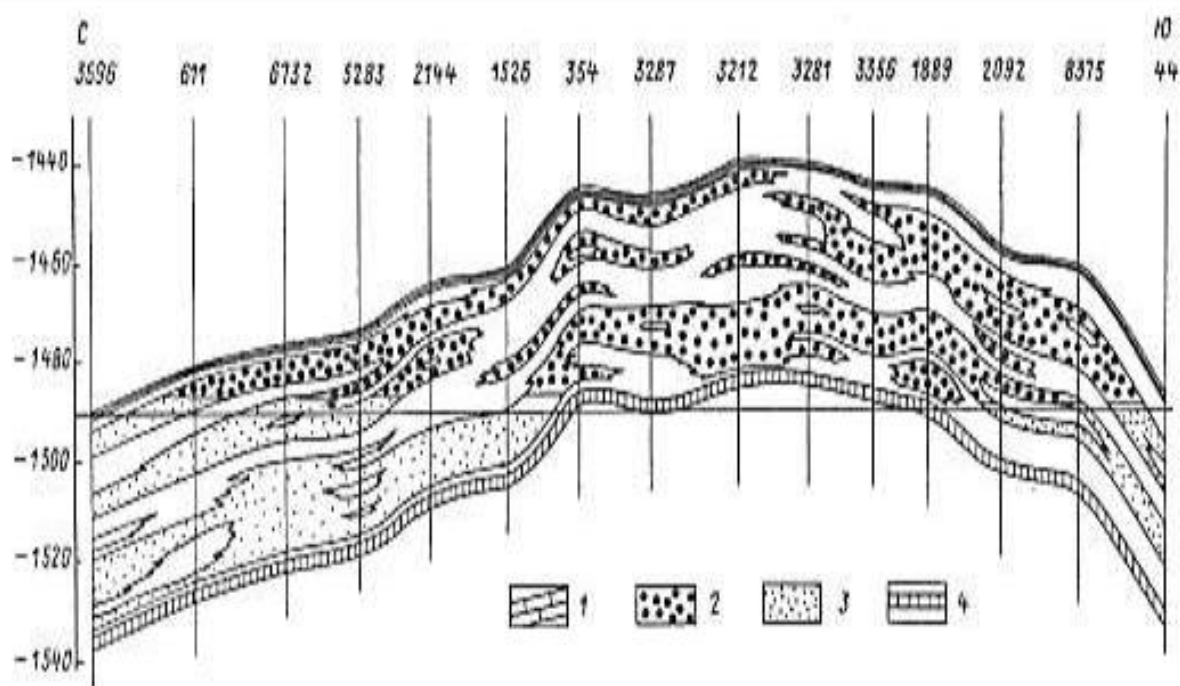


Рисунок 2 – Геологический профиль по отложениям горизонта Д₁ (составил Р. Б. Хисамов): 1 - репер "верхний известняк"; 2, 3 - коллектор нефтеводонасыщенный; 4 - репер "глины".

Ромашкинское месторождение разрабатывается с применением интенсивных систем внутриконтурного заводнения, что привело к созданию жесткого упруговодонапорного режима разработки месторождения, при котором пластовое давление скважины является величиной, характеризующей энергию пласта в данной точке в определенный момент времени. При изменении пластового давления используется для контроля за разработкой нефтяного месторождения, а величина

пластового давления в скважине используется для определения объема к плотности жидкости глушения при подземном, капитальном ремонтах скважины и определении плотности промывочного (глинистого) раствора в процессе вскрытия пласта бурением. Ромашкинское нефтяное месторождение разрабатывается в течении 65 лет.

Основным по размерам и запасам нефти является пашийский продуктивный горизонт имеющий весьма сложное строение ввиду крайне неоднородного состава его пород. В этом горизонте выделяются пять наиболее выдержанных пластов.

Ромашкинское нефтяное месторождение тектонически относится к крупному платформенного типа ассимметричному поднятию широтного простирания и расположено в сводовой части Южного купола Татарского свода. Макромодель пашийского и кыновского горизонтов Ромашкинского месторождения может быть представлена на подобии многопластовой пластовосводного типа залежи. Нефтедержащие песчаники имеют в своем составе девона и карбона. Залежи на глубине 1,6-1,8 км. Начальный дебит скважин- до 200 т/сут. Плотность нефти 0,80-0,82 г/см³, содержание серы 1,5-2,1 %.

Добыча нефти 2008 году составила 15,2 млн тонн. Размер доказанных и извлекаемых запасов составляет три млрд тонн. Песчаники, содержащие нефть, представлены девоном и карбоном, которые вскрываются глубокими скважинами. Глубина разрабатываемых залежей не превышает 1,8 км. Стартовый суточный объём скважин составляет до 200 тонн. Рабочие размеры - 65x75 км. Бобриковский горизонт, имеющий терригенные толщи, обуславливает промышленную нефтеносность месторождения. Найдено около 200 нефтяных пластов. Средняя высота залежи 50 метров. Коллекторами являются кварцевые песчаники, имеющие суммарную мощность не более 50 метров. Средние показатели нефти насыщенной мощности составляют почти 15 метров. Залежи отличаются водонапорным и упругим водонапорным режимами. Основной тип залежей эксплуатируется при помощи поддержания [2]

пластового давления, посредством внутриконтурного и законтурного заводнения с использованием механизированного способа.

1.3 Физико-химические свойства пластовых флюидов

Исследование физико-химических свойств пластовых нефтей проводилась по пластовым пробам в отделе исследования нефтей ТатНИПИ нефть и в аналитической лаборатории ТГРУ. Ниже приводится краткая характеристика нефти, воды и газа по ярусам. Нефть - это смесь углеводородов зависимости от состава смеси, одни находятся углеводороды при н.у. в газообразном состоянии, другие в жидком или в твердом содержащий серу, кислород, азот и т.д. Нефть и газ относятся к горючим полезным ископаемым.

Изучение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей и попутных газов проводилось в институте «ТатНИПИ нефть» и в лабораториях НГДУ "Лениногорск нефть". Пластовые нефти исследовались на установках УИПН-2М и АСМ-30; газ, выделенный из нефти при разгазировании, анализировался на аппаратах ХЛ-3, ХЛ-4, ЛХМ-8МД. Поверхностные нефти исследовались по существующим ГОСТам . Нефть продуктивного горизонта относится к группе малосернистых. Свойства подземных вод и водорастворимых газов в пределах выделяемых комплексов изменяются по разрезу в больших пределах, что может служить диагностическим признаком при проведении анализов заводнения по объектам. Достаточно высокое содержание ряда редких микрокомпонентов в подземных водах отдельных водоносных горизонтов может служить основанием для получения их в промышленных масштабах.

Результаты исследований и компонентный состав газа при дифференциальном разгазировании приведены ниже (таблица 1.1)

Таблица 1.1 – Свойства пластовой нефти.

Наименование		Серпуховский ярус	Башкирский ярус
		Среднее значение	
Давление насыщения газом, МПа		1,0	1,0
Газосодержание, м ³ /т		3,8	3,2
Плотность, кг/м ³	в пластовых условиях	907	903
	сепарированной нефти	921	917
	в поверхностных условиях	932	929
Вязкость, мПа·с		51,0	45,0
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли единиц		0,9962	0,9962
Содержание сероводорода в попутном газе, м ³ /т		3,2	4,1
Пластовая температура, °С		110	110

Пластовые воды по своему химическому составу рассолы хлор - кальциевого типа с общей минерализацией 252 - 280 г / л, в среднем 270 г /л. в ионно-солевом составе преобладают хлориды (в среднем 168 г / л) и натрий (70,8 г / л). Плотность воды в среднем 1,186 г/см³, вязкость 1,9 мПа*с. В естественных, не нарушенных закачкой воды условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. В естественных, не нарушенных закачкой воды условиях в подземных водах терригенного девона сероводород отсутствует. Газонасыщенность подземных вод 0,248 - 0,368 м³/м³, снижается по мере удаления от нефтяных залежей. В составе растворенного в воде газа преобладает метан.

1.4 Коллекторские свойства продуктивных пластов

В процессе геологической съемки, бурения структурно-поисковых, развдочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин на территории Ромашкинского месторождения к 1980 г. было выявлено более 200 залежей и установлена нефтеносность 14 горизонтов. Также на рассматриваемых площадях Шугуровско-Куакбашской зоны подтверждено наличие промышленных скоплений нефти в терригенно-карбонатных коллекторах турнейского яруса, бобриковского горизонта, серпуховского и башкирского ярусов и верейского горизонта – отложений нижнего и среднего карбона.

Границы 302 и 303 залежей, приуроченных к данным отложениям, проведены по линии ВНК на отметках - 540,1 м (скважина 410) в северной части -540,0 м (скважина 533) в южной части. Средняя абсолютная отметка ВНК по залежам составляет 543 м (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Наименование	Залежь	
	302	303
Средняя глубина, м	875	892
Тип залежи	Массивная	
Тип коллектора	Порово-трещинный-кавернозный	
Площадь нефтегазоносности, тыс. м ²	256938	152454
Общая толщина средняя, м	10,2	17,2
Средне взвешанная нефтенасыщенная толщина, м	5	8,8
Пористость, доли ед.	0,124	0,141
Начальная нефтенасыщенность, доли ед.	0,758	0,788
Проницаемость нефтенасыщенная, мкм ²	0,086	0,145
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,596	0,663
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3186	5100
Начальное пластовое давление, МПа	7,1	7,4

В нижнее среднекаменноугольных отложениях Ромашкинского месторождения самые крупные залежи открыты в его юго-западной части на наиболее приподнятой части Миннибаевской террасы - Куакбашско-Шугуровской структуре, вытянутой в меридиональном направлении нефтепроявления в этом районе приурочены, в основном, к отложениям серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона, которые отличаются чрезвычайной неоднородностью и невыдержанностью по площади и по разрезу.

1.5 Особенности разработки водонефтяных зон

Анализ особенностей строения и обобщения опыта разработки водонефтяных зон показал, что выработка их в основном определяется условиями залегания и гидродинамической связью между контактными и бесконтактными зонами и принятой системой разработки.

По условиям залегания выделяется четыре типа водонефтяных зон (ВНЗ) :

- ВНЗ в виде локальных участков разнообразной формы внутри безводной части нефтяного пласта;
- ВНЗ, окаймляющие нефтяную залежь в виде узких полос шириной до 1,5 км;
- ВНЗ площадного развития (широкие полосы, поля);
- ВНЗ хорошо гидродинамически связанные с вышележащими высокопродуктивными пластами.

Основные запасы приурочены к водонефтяным зонам III (около 50%) и I типов (25%). Остальные распределены поровну между II и IV типами.

Разработка ВНЗ I и II типов проводится более эффективно и с большей нефтеотдачей, чем ВНЗ III типа. Анализ геолого-промысловых данных позволяет рекомендовать для выработки ВНЗ I типа закачку основных объемов воды в нефтенасыщенную часть пласта при размещении нагнетательных скважин в безводной части пласта. При этом предпочтительно использовать линейное заводнение. При закачке воды в нефтяную часть пласта наиболее прогрессивно вырабатываются ВНЗ, находящиеся под активным воздействием закачки воды. Энергия подошвенных вод при этом не поддерживается со стороны регионально водоносной части пласта, а повышение пластового давления провоцирует увеличение дебита и снижение обводненности в скважинах, эксплуатирующих пласты с подошвенной водой [1].

Примером такой выработки ВНЗ служат Ташлиярская и Чишминская площади. Здесь ВНЗ вырабатывается при темпе в 1,4-2 раза ниже, чем нефтяная часть залежи, по соответствующем темпу выработки эксплуатационного объекта в целом на центральных площадях. Обводненность нефти по ВНЗ в 1,5-2 раза выше. На участках этих же площадей, где воду закачивали в водоносную часть пласта дебиты нефти были низкие, а обводненность значительно выше.

При сбавлении забойного давления в добывающих скважинах ВНЗ I типа на Ташлиярской площади ниже давления насыщения темп разработки увеличился в 3-4 раза и сравнялся с темпом разработки нефтяных зон.

Разработка ВНЗ II типа наиболее удовлетворительно осуществляется путем закачки воды в законтурную область и вытеснения нефти в безводную часть пласта. Такая система заводнения создана на третьей полосе Ташлиярекой площади.

Согласно состоянию выработки ВНЗ I и II типов можно полагать, что нефтеотдача здесь будет существенно выше, чем для ВНЗ III и IV типов и составит около 50%, т. е. только немногим ниже, чем песчаников безводной части пласта. Исследования выявили, что ВНЗ I и II типов могут разрабатываться при той же плотности сетки, что и песчаники безводной части пласта.

2 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Весь период разработки месторождения делится на три главных этапа. Первый этап включает в себя максимально возможное использование естественной энергии пласта, на втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления с помощью закачки воды или газа, на третьем этапе применяются методы увеличения нефтеотдачи для улучшения эффективности разработки месторождений.

Выделяют несколько видов методов увеличения нефтеотдачи пласта по закачиваемому агенту (рис.3):

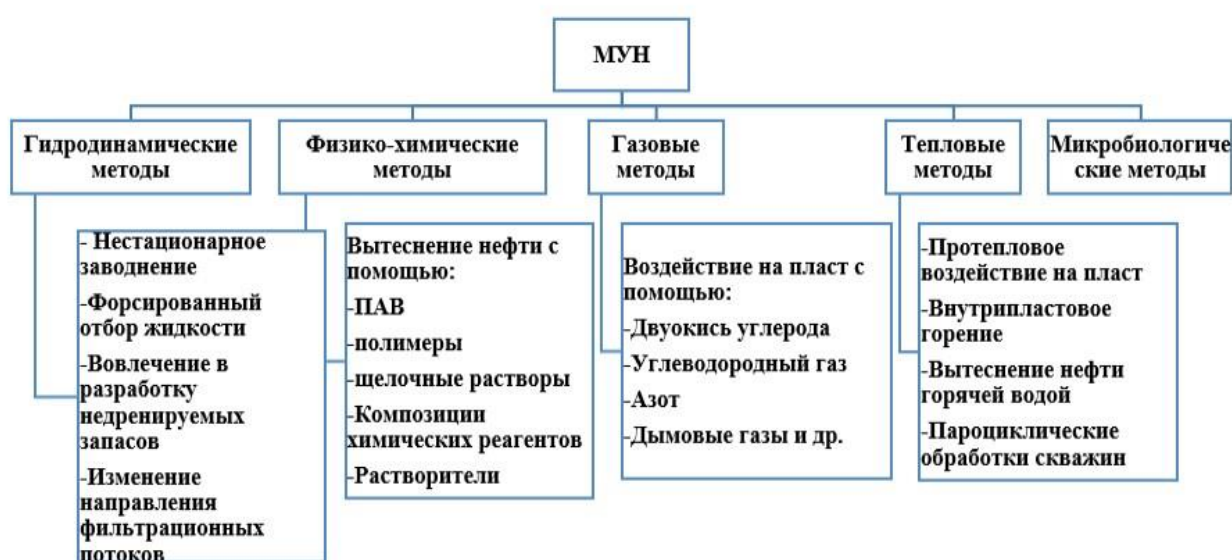


Рисунок 3 – Классификация методов по типу рабочего агента

На практике в основном применяют комбинированное воздействие [3].

2.1 Тепловые МУН

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и увеличения продуктивности скважин, основанные на искусственном повышении температуры в стволе и ПЗП. Тепловые методы применяются в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Повышение температуры приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ.

Паротепловое воздействие на пласт. Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины. Эти скважины расположены внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт огромное количество тепловой энергии, которая расходуется на уменьшение относительной проницаемости, вязкости, нагрев пласта, и расширение всех насыщающих пласт агентов. В пласте образуются три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемости горной породы и подвижности нефти, воды и др.

Внутрипластовое горение. Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения основан на том, что у углеводородов (нефти) в пласте существует способность вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, которая сопровождается выделением большого количества теплоты, этот метод отличается от горения на поверхности. Генерирование теплоты в пласте является основным преимуществом этого метода.

Процесс горения нефти в пласте начинается вблизи забоя нагнетательной скважины, обычно нагревом и нагнетанием воздуха. Теплоту, которую необходимо подводить в пласт для начала горения, получают при помощи забойного электронагревателя, газовой горелки или окислительных реакций.

После создания очага горения у забоя скважин непрерывное нагнетание воздуха в пласт и отвод от очага (фронта) продуктов горения (N_2 , CO_2 , и др.) обеспечивают поддержание процесса внутрипластового горения и перемещение по пласту фронта вытеснения нефти. В качестве топлива для горения расходуется часть нефти,

оставшаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой и испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти.

Пароциклические обработки скважин. Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии. А также последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Задача этой технологии состоит в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Процессы, которые происходят в пласте, довольно сложные. Они сопровождаются теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но также происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых линз (слоев) в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Такое перераспределение насыщенности пласта нефтью и конденсатом является физической основой процесса извлечения нефти при помощи пароциклического воздействия на пласты. Без капиллярного обмена нефтью и конденсатом эффект от пароциклического воздействия был бы минимальным и исчерпывался бы за первый цикл [4].

2.2 Газовые МУН

Закачка воздуха в пласт. Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

К преимуществам метода можно отнести:

- недорогой агент – воздух;
- использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой

температуры (свыше 60–70°C) для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента.

Воздействие на пласт двуокисью углерода. Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с увеличением давления и уменьшается с повышением температуры.

При растворении в воде двуокиси углерода вязкость ее увеличивается. Однако это увеличение незначительно. При массовом содержании в воде 3–5% двуокиси углерода вязкость ее увеличивается лишь на 20–30%. Образующаяся при растворении CO_2 в воде угольная кислота H_2CO_3 растворяет некоторые виды цемента и породы пласта и повышает проницаемость. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в четыре–десять раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся.

Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого

капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах, и фазовая проницаемость нефти увеличивается. При растворении в нефти CO₂ вязкость нефти уменьшается, плотность повышается, а объем значительно увеличивается: нефть как бы набухает.

Увеличение объема нефти в 1,5–1,7 раза при растворении в ней CO₂ вносит особенно большой вклад в повышение нефтеотдачи пластов при разработке месторождений, содержащих маловязкие нефти. При вытеснении высоковязких нефтей основной фактор, увеличивающий коэффициент вытеснения, – уменьшение вязкости нефти при растворении в ней CO₂. Вязкость нефти снижается тем сильнее, чем больше ее начальное значение.

Воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др. Метод основан на горении твердых порохов в жидкости без каких–либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим, а именно:

образующиеся газы горения под давлением (до 100 МПа) вытесняют из ствола в пласт жидкость, которая расширяет естественные и создает новые трещины; нагретые (180–250°C) пороховые газы, проникая в пласт, расплавляют парафин, смолы и асфальтены;

газообразные продукты горения состоят в основном из хлористого водорода и углекислого газа; хлористый водород при наличии воды образует слабоконцентрированный солянокислотный раствор. Углекислый газ, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость, поверхностное натяжение и увеличивает продуктивность скважины [5].

2.3 Химические МУН

Химические МУН применяются для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

Вытеснение нефти водными растворами ПАВ. Заводнение водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) направлено на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

Вытеснение нефти растворами полимеров. Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Вытеснение нефти щелочными растворами . Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно–активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз «нефть – раствор щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, то есть гидрофилизации пористой среды, что приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой.

Вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы). Мицеллярные растворы представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости. Они в основном однородные и устойчивые к фазовому разделению, в то время как эмульсии нефти в воде или воды в нефти не являются прозрачными, разнородны по строению глобул и обладают фазовой неустойчивостью.

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами определяется их физико–химическими свойствами. В силу того, что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности.

2.4 Микробиологические МУН

Микробиологическое воздействие – это технологии, основанные на биологических процессах, в которых используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;
- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно–активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

2.5 Гидродинамические МУН

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости

Интегрированные технологии. Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти.

Прирост добычи достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто–неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия.

Барьерное заводнение на газонефтяных залежах. Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их

эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

Нестационарное (циклическое) заводнение. Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), вызванной этими видами неоднородности, а также отбором нефти и нагнетанием воды через дискретные точки – скважины, искусственно создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения.

В результате такого нестационарного, изменяющегося во времени воздействия на пласты в них периодически проходят волны повышения и понижения давления. Слои, зоны и участки малой проницаемости, насыщенные нефтью, располагаются в пластах бессистемно, обладают низкой пьезопроводностью, а скорости распространения давления в них значительно ниже, чем в высокопроницаемых насыщенных слоях, зонах, участках. Поэтому между нефтенасыщенными и заводненными зонами возникают различные по знаку перепады давления. При повышении давления в пласте, то есть при увеличении объема нагнетания воды или снижения отбора жидкости, возникают положительные перепады давления: в заводненных зонах давление выше, а в нефтенасыщенных – ниже.

При снижении давления в пласте, то есть при уменьшении объема нагнетаемой воды или повышении отбора жидкости, возникают отрицательные перепады давления: в нефтенасыщенных зонах давление выше, а в заводненных – ниже. Под действием знакопеременных перепадов давления происходит перераспределение жидкостей в неравномерно насыщенном пласте.

Форсированный отбор жидкости применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

2.6 Физические МУН

Гидравлический разрыв пласта. При гидравлическом разрыве пласта (ГРП) происходит создание трещин в горных породах, прилегающих к скважине, за счет давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости. При ГРП в скважину закачивается вязкая жидкость с таким расходом, который обеспечивает создание на забое скважины давления, достаточного для образования трещин.

Трещины, образующиеся при ГРП, имеют вертикальную и горизонтальную ориентацию. Протяженность трещин достигает нескольких десятков метров, ширина – от нескольких миллиметров до сантиметров. После образования трещин в скважину закачивают смесь вязкой жидкости с твердыми частичками – для предотвращения смыкания трещин под действием горного давления. ГРП проводится в низкопроницаемых пластах, где отдельные зоны и пропластки не вовлекаются в активную разработку, что снижает нефтеотдачу объекта в целом. При проведении ГРП создаваемые трещины, пересекая слабодренируемые зоны и пропластки, обеспечивают их выработку, нефть фильтруется из пласта в трещину гидроразрыва и по трещине к скважине, тем самым увеличивая нефтеотдачу.

Горизонтальные скважины. Технология повышения нефтеотдачи пластов методом строительства горизонтальных скважин зарекомендовала себя в связи с увеличением количества нерентабельных скважин с малодебитной или обводненной продукцией и бездействующих аварийных скважин по мере перехода к более поздним стадиям разработки месторождений, когда обводнение продукции или падение пластовых давлений на многих разрабатываемых участках (особенно в литологически неоднородных зонах нефтеносных пластов с трудноизвлекаемыми

запасами) опережает выработку запасов при существующей плотности сетки скважин. Увеличение нефтеотдачи происходит за счет обеспечения большей площади контакта продуктивного пласта со стволом скважины.

Электромагнитное воздействие. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжения и частоты электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счет силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Волновое воздействие на пласт. Известно множество способов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на его призабойную зону.

Основная цель технологии – ввести в разработку низкопроницаемые изолированные зоны продуктивного пласта, слабо реагирующие на воздействие системы ППД, путем воздействия на них упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых участках пласта, но распространяющимися на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта.

Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно–частотной характеристики режимов воздействия.

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при

соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров.

То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального, так и дальнего площадного воздействия. Все выше перечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов [6].

3 Текущий состояние разработки на месторождении

Одним из путей интенсификации притока нефти к добывающим скважинам и борьбы с их обводнением является обработка призабойной зоны продуктивного пласта специальными растворами химических реагентов, способными оказывать гидрофобизирующее действие на породу коллектора. Для подбора таких реагентов гидрофобизаторов были проведены специальные экспериментальные исследования. По оценке гидрофобизирующей способности различных химических составов методом самопроизвольного впитывания дистиллированной воды в породу до и после ее обработки.

В качестве испытуемых химических составов используются химические реагенты и ингибиторы (соляная кислота, водный раствор хлористого кальция и т.п). В 1968 году «ТатНИПИнефть» был составлен проект разработки для разбуренной части Лениногорской площади с выделением Западно-Лениногорской площади в самостоятельный объект разработки. Последний проектный документ – «Анализ разработки Западно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения» (с уточнением проектных показателей), составленный «ТатНИПИнефть», был утвержден 27.12.2006г. по состоянию на 1.01.2009 г пробурено 923 скважины, из них 659- эксплуатационных, 220-нагнетательных, 12-специальных и 32-дублера. в отчетном году из горизонта д1 отобрано 263735т нефти. с начала разработки добыто 68760099т, что составляет 90,1% низ и 45,6% нбз нефти по западно-лениногорской площади. текущий коэффициент нефтеотдачи-0,456.

средний дебит действующей скважины составил на конец года 2,7т/сутпо нефти и 19,17т/сут по жидкости.в результате применения циклического и нестационарного заводнения за отчетный год дополнительно добыто 3,3 тыс. т нефти. продолжались работы, направленные на повышение нефтеотдачи пластов.

Для изоляции водопритоков широко применялись в отчетном году такие методы , как закачка биополимеров («ксантан») в нагнетательные и добывающие скважины, КПС, СНПХ-9350, ВУС, ГЭР и ГЭС-М (изменение направления фильтрационных потоков) в нагнетательные скважины. Производили закачку МПС в добывающую скважину, низко модульное жидкое стекло в нагнетательные скважины. В целях повышения коэффициента охвата пласта заводнением, выравнивания профиля приемистости, перераспределения фильтрационных потоков произведена закачка смеси горячего битума и цемента с помощью теплосохраниющих труб «термокейс» в нагнетательную скважину 6009а. для увеличения притока жидкости использовались методы депрессионной перфорации совместно с тим, производили грп, опз (гив, ихв, снпх-9030, разглинизация, глинокислота, растворители). общая эффективность от применения методов пмп составила за отчетный год 58780т нефти, от мероприятий данного года – 4700т. за отчетный 2008 год в разрабатываемые пласты пашийского горизонта западно-лениногорской площади закачано 1622,66 тыс. м³, что является и общей производительной закачкой по площади [7].

В течение отчетного года под нагнетание воды в разрабатываемые пласты освоена одна скважина 6147а. Две скважины не освоились: 12415а-отсутствие приемистости; 6034а-аварийная. Нагнетательный фонд составил на конец года 196 скважин. Циклическое воздействие на пласт осуществлялось в 163 скважинах. Компенсация отборов жидкости в пластовых условиях к закачке за год составила 104,8 %.

Обводненность продукции. Отбор воды из горизонта Д₁ Западно-Лениногорской площади составил в отчетном году 1295,5 тыс. т. среднегодовая обводненность продукции равна 83,1 %, что на 1,7% выше прошлогоднего показателя. Пласт «а» содержит 13,3 % нефти от НИЗ по площади. С начала

разработки по пласту отобрано 75,1 % от НИЗ нефти по пласту. Дострел пласта произведен в добывающих скважинах: 6372а, 39497, 39498. В активную разработку по данному пласту за отчетный год вовлечено 37 тыс. т извлекаемых запасов нефти. Пласт «б₁» содержит 9,6 % от НИЗ нефти по площади, накопленный отбор нефти составляет 77,0 % от НИЗ нефти по пласту. Дострел пласта произвели на добывающей скважине 39528, нагнетательной скважине 39527а. отключение пласта произвели на добывающих скважинах 6146 и 12469 в связи с зарезкой боковых стволов. в активную разработку извлекаемые запасы нефти по пласту в отчетном году не вовлечены. пласт «б₂» содержит 13,0 % от низ нефти по площади. с начала разработки отобрано 88,8 % от извлекаемых запасов по пласту. отключение пласта произвели на добывающей скважине 6146 в связи с зарезкой бокового ствола. в активную разработку извлекаемые запасы нефти по пласту в отчетном году не вовлечены. пласт «б₃» содержит 25,6 % от низ нефти по площади. с начала разработки отобрано 93,4 % от извлекаемых запасов по пласту. дострел пласта произведен в добывающих скважинах: 12510в, 1051в. отключение пласта в добывающих и нагнетательных скважинах не производили. в активную разработку за год вовлечено 15 тыс. т нефти.

Пласт «в» содержит 19,5 % НИЗ нефти по площади. Накопленный отбор нефти составил 96,7 % от запасов по пласту. Дострел пласта произведен в добывающих скважинах 6146 (зарезка бокового ствола) и 12473а. Отключение пласта произвели в нагнетательной скважине 6559. Пласт «г₁» содержит 14,9 % НИЗ нефти по площади. С начала разработки отобрано 96,0 % от извлекаемых запасов нефти по пласту. Дострел пласта произведен в добывающей скважине 6146 (зарезка бокового ствола). Отключение пласта произвели в нагнетательной скважине 6559. Пласт «г₂₊₃» содержит 4,0 % от НИЗ нефти по площади. Накопленный отбор составляет 99,9 % от запасов по пласту. Дострелов и отключений пласта в отчетном году не было.

Более половины запасов нефти Северо-Альметьевской площади сосредоточено в пласте Д₀, образующего базисный объект

разработки. Созданная на площади линейная система заводнения является достаточно эффективной для выработки выдержанного по площади базисного пласта.

К концу основного периода разработки (1990 г.) на площади приступили к дополнительному меридиональному разрезанию блоков. Эффективность этого мероприятия оказалась также достаточно высокой, как за счет лучшего выбора скважин под закачку воды, так и за счет создания благоприятных условий для циклирования и изменения направления фильтрационных потоков жидкости в пласте. За все время разработки основное число освоенных скважин и основной объем закачки приходится на линейное заводнение. В настоящее время 85 % всей закачки в линейные ряды приходится на скважины дополнительных линий разрезания. В данной стадии разработки происходит естественное сокращение закачки воды в скважины основных рядов в связи с промытостью пласта в районе заводнения и выхода части скважин в тираж.

С целью приближения нагнетания к зоне отбора и подключения в разработку участков продуктивного пласта, экранированных ранее от воздействия нагнетания зонами непроницаемых пород, на отдельные обводненные закачиваемой водой скважины был осуществлен перенос нагнетания широтных рядов.

Запасы нефти пашийского горизонта D_1 в пределах Северо-Альметьевской площади сосредоточены в основном в пластах верхней пачки (а, б₁, б₂, б₃), характеризующихся прерывистым линзовидным строением, и часто не испытывают влияния закачки воды от существующих нагнетательных рядов. Поэтому, широкое применение нашло на площади очаговое заводнение. Первые обводненные добывающие скважины начали осваиваться под очаги с 1970 г.

Для повышения охвата залежи заводнением на участках очагового заводнения и в зонах дополнительных разрезающих рядов обеспечивается раздельное освоение под закачку воды пластов с различной продуктивностью. Совершенствование системы заводнения и ППД в целом позволяют эффективно использовать на площади циклическую закачку воды в пласт в сочетании с

переменной фильтрационных потоков.

Система разработки, реализуемая на Северо-Альметьевской площади в наибольшей степени соответствует особенностям геологического строения в малорасчлененных зонах пласта D_0 . Однако на сильно расчлененных пластах в основном горизонта D_1 и небольших зонах пласта D_0 , представленных малопродуктивными коллекторами, несмотря на большой объем проводимых мероприятий достижение проектной нефтеотдачи требует дальнейшего совершенствования систем разработки путем: бурения дополнительных скважин, освоения новых нагнетательных скважин в очагах и линиях разрезания, увеличения объемов внедрения новых методов повышения нефтеотдачи пластов, контроля и регулирования процесса разработки.

3.1 Интенсификация повышения нефтеотдачи месторождения

По мере изучения строения основного продуктивного горизонта Ромашкинского месторождения выявилось несоответствие принятой системы заводнения нефтяных пластов их геологическим особенностям, а именно широкому развитию глинистых коллекторов. Ухудшение структуры запасов и начавшийся резкий спад уровней добычи активизировали работы по поиску методов эффективного гидродинамического воздействия на глинистые пласты.

Первоначальное направление данных работ - это попытка увеличить давление нагнетания пресных и минерализованных вод в скважины, расположенные в зонах распространения глинистых коллекторов. При существовавших технологических условиях использование повышенных давлений нагнетания ограничивалось низкими напорами насосов на КНС, технической пригодностью скважин и водоводов. Кроме того вся система закачки базировалась на высокопроизводительных (4000-6000 м³/сут) насосах и соответственно невозможно было организовать закачку под высоким давлением именно в слабо принимающие скважины в глинистых коллекторах.

Первоначально низконапорные агрегаты могли обеспечить давление не более 10 - 12 МПа. Ухудшающаяся приемистость нагнетательных скважин вынудила

разработчиков широко применить гидроразрыв пластов (ГРП). При этом достигалось кратное увеличение приемистости, которая быстро снижалась и прекращалась. Последующие попытки восстановить приемистость различными методами обработки призабойных зон (ОПЗ) с использованием высоких давлений приводили к нарушениям герметичности колонн. Настоящий день практически все нагнетательные скважины, оконтуривающие Холмовскую площадь, на которых проводился ГРП, ликвидированы.

С заменой низконапорных насосов на КНС на высоконапорные в 70-е годы возобновилась попытка повысить давление нагнетания в скважины, расположенные в зонах развития глинистых коллекторов. Но из-за отсутствия возможности регулирования производительности КНС и слабого развития водоводной системы (к одному водоводу подключалось 3 и более скважин с различной приемистостью) эффект от повышения давления нагнетания в глинистых коллекторах был незначительным [8].

Конкретный выбор метода зависит от естественных и термодинамических свойств и состояния ПЗС, литологического состава пород, а также от систематически обновляемого анализа изменения свойств пласта. В зависимости от данных условий все виды воздействий на ПЗП разделяют на несколько видов: химические, механические.

3.2 Химические методы интенсификации притока

Методы химического воздействия на призабойную зону пласта основаны на свойстве горных пород взаимодействовать с определенными химическими веществами, а также на свойствах некоторых веществ влиять на поверхностные и молекулярно-капиллярные связи в поровом пространстве пород. Они могут применяться для терригенных и для карбонатных коллекторов.

Методы химического воздействия на пласт позволяют:

- очистить и расширить каналы для движения флюида из пласта к скважине;
- образовать новые каналы путем растворения входящих в состав породы минералов;

- изменить фазовую проницаемость пласта.

К наиболее распространенным методам относятся:

- солянокислотная обработка пласта;
- глинокислотная обработка пласта; [9]

3.2.1 Кислотные обработки

Кислотные обработки скважин используются для очистки забоев (фильтров), призабойной зоны, подъемных НКТ соляной кислотой при освоении скважин, увеличения проницаемости призабойной зоны, очистки забоев от солевых, парафинисто-смолистых отложений (термокислотные обработки) и очистки труб от парафина, солей и продуктов коррозии (рисунок 4).

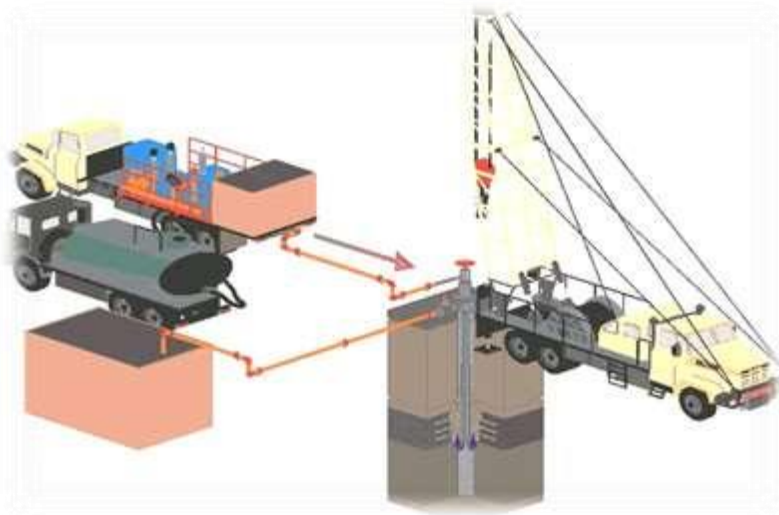


Рисунок 4 – Проведение кислотных обработок

Соляно-кислотные обработки (СКО)

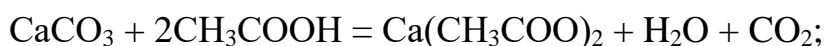
Одним из распространенных способов обработки ПЗС является применение соляной кислоты. Обработка скважин соляной кислотой характеризуется сравнительной простотой технологических операций, дешевизной и достаточной эффективностью. При закачке водных растворов соляной кислоты в породу происходит растворение карбонатных породообразующих минералов, а также различных привнесенных в пласт загрязняющих частиц.

Кроме соляной кислоты при химических методах воздействия можно применять уксусную, сульфаминовую, фтористоводородную и другие кислоты. Взаимодействие растворов кислот с составляющими порода происходит по следующим реакциям [9]:

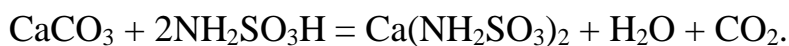
1) раствор соляной кислоты с известняком и с доломитом



2) раствор уксусной кислоты с карбонатными составляющими породы



3) раствор сульфаминовой кислотой с карбонатными составляющими



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) — это соли, хорошо растворимые в воде — носители кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

При воздействии соляной кислоты образуются пестоты, каверны, «каналы разъедания» в призабойной зоне, таким образом увеличивается проницаемость последней, а значит, и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин .

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтрализованной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС.

К числу таких примесей относятся следующие:

1. Хлорное железо (FeCl_3), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа $[\text{Fe}(\text{OH})_3]$, выпадающего в виде объемистого осадка.

2. Серная кислота H_2SO_4 в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием CaCl_2 образует гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

3. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок (например, ингибитор ПБ-5).

4. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция ($\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$).

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl в пределах 10—15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15%-ного раствора HCl равна минус 32,8 °С.

Рецептуру приготовления раствора отработывают либо в промышленных лабораториях, либо в исследовательских институтах.

К раствору HCl добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы — вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации.

В качестве ингибиторов используют:

формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7—8 раз;
уникол - липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25-0,5 %), снижающую коррозионную активность в 30—42 раза.

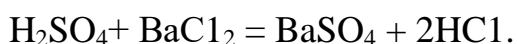
Для высоких температур и давлений разработан ингибитор - реагент И-1-А (0,4%) в смеси с уротропином (0,8%), снижающий коррозионную активность (при $t = 87$ °С и $p = 38$ МПа) до 20 раз. Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55—65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м³ раствора)—в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких температурах. Поэтому при $t = 80—100$ °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Имеются и другие реагенты, используемые для снижения коррозионной активности раствора HCl.

2. Интенсификаторы — поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3—5 раз поверхностное натяжение на границе нефти — нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок.

Некоторые ингибиторы, такие как катанин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44—11, 44—22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCl, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2—3 раза.

3. Стабилизаторы — вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCl с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария



В этом случае раствор HCl перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария (BaCl₂). Образующийся сернокислый барий (BaSO₄) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции.

Глино-кислотные обработки (ГКО)

Глино-кислотные обработки применяются для воздействия на терригенные коллекторы. В процессе обработки происходит растворение загрязнений и минералов, которые ухудшают проницаемость ПЗП, причём новых каналов для фильтрации не образуется, как в случае СКО.

Глинокислотой является смесь соляной (HCl) и фтористоводородной (HF) кислот. Глинокислота также способна растворять глинистые частицы, в некотором объеме даже и кварцевый песок (рисунок 5). После глино-кислотных обработок глины также теряют способность к разбуханию, тем самым не снижают проницаемость.

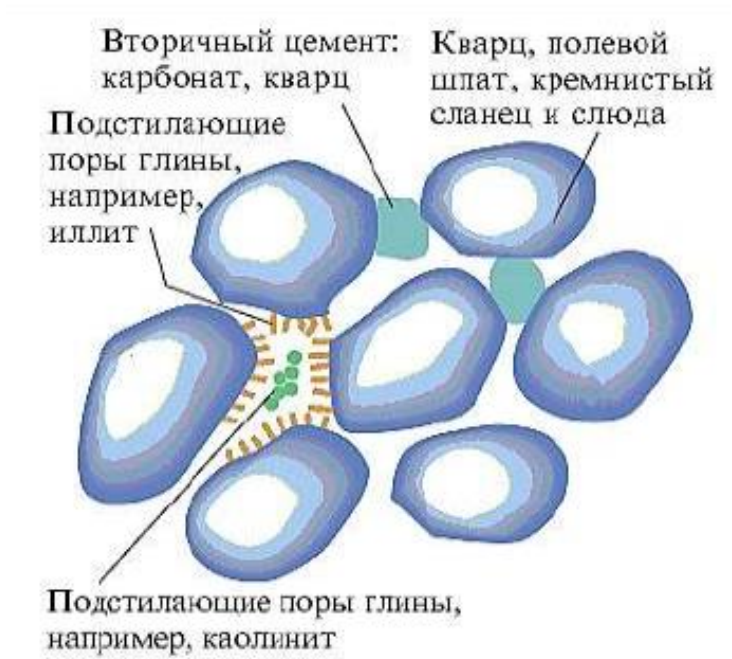


Рисунок 5 – Минералы, слагающие песчаник, на которые воздействует глинокислота

При применении кислотных обработок следует учитывать совместимость жидкостей кислотной обработки с породами пласта, особенно в случае обработки терригенных коллекторов. Кислотный состав не должен создавать новых загрязнений в результате взаимодействия с породами пласта. Нежелательными реакциями могут быть разрушение матрицы пласта с дальнейшим высвобождением мелких частиц или выпадение новых осадков в результате реакции кислотного раствора и пород. Проницаемость пласта может оказывать влияние на чувствительность песчаника к нежелательным реакциям. Так, песчаники с высокой проницаемостью менее чувствительны к кислотным составам, нежели низкопроницаемые.

Также на подверженность пласта к нежелательным реакциям влияют его минералогический состав и площадь поверхности минерала. Так наиболее реакционно активными минералами являются глины. После глины идут полевые шпаты, а за ними кварц. Следующей важной составляющей является учет содержания в породе карбонатов, поскольку их реакция с HF приводит к образованию осадка фторида кальция (CaF₂).

Таким образом при подборе состава глинокислоты обязательно необходимо учитывать породы, слагающие пласт. Зачастую, концентрации HCl и HF не превышают 12 и 3 % масс., соответственно.

Основные химические реакции, протекающие при ГКО терригенного коллектора, приведены в таблице ниже (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Основные реакции при ГКО

<p>Кварц: $4\text{HF} + \text{SiO}_2 \rightarrow \text{SiF}_4\uparrow (\text{тетрафторид кремния}) + 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{SiF}_4 + 2\text{HF} \leftrightarrow \text{H}_2\text{SiF}_6 (\text{гексафторкремниевая кислота})$</p>
<p>Альбит (натриевый шпат): $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8 + 1\text{HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{Na}^+ + \text{AlF}_2^+ + 3\text{SiF}_4\uparrow + 8\text{H}_2\text{O}$</p>
<p>Ортоклаз (калиевый шпат): $\text{KAlSi}_3\text{O}_8 + 14\text{HF} + 2\text{H}^+ \rightarrow \text{K}^+ + \text{AlF}_2^+ + 3\text{SiF}_4\uparrow + 8\text{H}_2\text{O}$</p>
<p>Каолинит: $\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_8 + 24\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightarrow 4\text{AlF}_2^+ + 4\text{SiF}_4\uparrow + 18\text{H}_2\text{O}$</p>
<p>Монтмориллонит: $\text{Al}_4\text{Si}_8\text{O}_{20}(\text{OH})_4 + 40\text{HF} + 4\text{H}^+ \rightarrow 4\text{AlF}_2^+ + 4\text{SiF}_4\uparrow + 24\text{H}_2\text{O}$</p>

3.3 Механические методы интенсификации притока

Применение механических методов эффективно для твердых пород, когда расширение существующих и создание новых трещин приводит к улучшению фильтрации в малопроницаемых частях пласта. К данному виду относятся повторная перфорации, гидравлический разрыв пласта, а также импlosionные методы очистки ПЗП скважин.

3.3.1 Реперфорация скважин

ПАО "Татнефть" множество раз производило также реперфорацию продуктивных интервалов скважин, а затем гидравлический разрыв пласта (ГРП). Эффективность ГРП оценивается с помощью многих факторов, первый из которых это степень гидродинамической связи между пластом и скважинами .

В зависимости от начальной гидродинамической связи скважин с приствольной зоной пласта, если связь хорошая, то ГРП можно провести, не затрачивая большие средства для создания больших давлений, и легче осуществляется проникновение пропанта в трещину разрыва, и таким образом обеспечивается безаварийная закачка пропанта в пласт [10].

Укрепление связи между скважиной и пластом является одним из важнейших научно-инженерных задач, которая оптимизирует процесс ГРП.



Рисунок 6 – Реперфорация скважин

Реперфорация скважин (рисунок 6) кумулятивными зарядами перед ГРП имеет следующие возможности:

1. Заряды ПК089СМА; ЗПК105СА типа "BigHole" пробивают входные каналы в эксплуатационной колонне диаметром 15-20 мм, но имеют ограниченную глубину проникновения, что в некоторых случаях обеспечивает слабое сообщение с пластом.

2. Заряды с глубоким проникновением типа ЗПК105С; ЗПКО89СМ имеют значительную немалую глубину проникновения, но они обладают малым проходным диаметром до 11 мм.

3. Применение кумулятивных зарядов, создающих "стандартные" размеры отверстий (11-13 мм), и глубиной проникновения (200 - 700 мм) обосновано при использовании малоразмерных типов проппанта и при высоких фильтрационно-емкостных свойствах коллектора.

Одним из основных преимуществ реперфорации кумулятивными зарядами с помощью каротажного кабеля является незначительные временные затраты на проведение работ. Важным недостатком реперфорации кумулятивными зарядами является небольшая площадь проникновения и недостаточная глубина канала к призабойной зоне, которая не гарантирует безаварийное проведение ГРП в случае применения крупной фракции проппанта и в случаях необходимости применения (по дизайну) высоких концентраций и высоких скоростей закачки проппанта.

С помощью значительно большей зоне вскрытия эксплуатируемой колонны (равной 34 кумулятивным зарядам с диаметром входного отверстия 30 мм) и намыву каверн в призабойной зоне пласта комплексная перфорация скважин обеспечивает безаварийную закачку проппанта в пласт.

3.3.2 Гидравлический разрыв пласта

На сегодняшний момент накоплен большой государственный и мировой опыт, позволяющий выявить целесообразность использования ГРП на девонском горизонте Ромашкинского месторождения.

Главные факторы, делающие лучше процесс разработки – это увеличение эффективного радиуса скважины и вовлечение в разработку всей нефтенасыщенной толщины пласта, в том числе отдельные прослои и гидродинамические изолированные участки залежи [11].

В полном большинстве документов для выявления критерия применимости ГРП применяют в большинстве случаев спрос геологического и технологического характера:

- обладать в своей зоне объектом с большой расчлененностью коллектора;
- обладать допустимой толщиной и выдержанность литологических экранов, разделяющих нефтенасыщенные и водо-газонасыщенные зоны;
- пласты обязаны иметь разную неоднородность по простиранию, заколонное пространство герметично .

В компании ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина освоение гидроразрыва пласта проводились своими силами начиная в 1996 г., и в январе 2017г. произвелось больше 1700 скважино-операций на всех объектах разработки. Накопился огромный материал по промыслу этой технологической операции.

В большинстве случаев скважина с ГРП быстро обводняется из-за резкого прорыва воды, вопреки тому, что по геологическим параметрам скважина соответствовала наиважнейшим нормам. Таких скважин на Ромашкинском месторождении большое количество.

Вывод: данных критериев для обеспечения необходимого эффекта от ГРП недостаточно.

Гидравлический разрыв пласта – процесс обработки призабойной зоны скважины для увеличения толщины и глубины естественных и образования новых трещин в породах призабойной зоны скважины, в следствии растет средняя проницаемость пласта в зоне распространения трещин и становятся лучше условия притока жидкости. Получается это из-за увеличения забойного давления закачкой в пласт жидкостей с высокой вязкостью при высоких расходах, позволяющих мгновенное увеличение забойного давления. Когда достигают такого уровня давления, которое превышает гидростатическое в 1,5-2,5 раза, становятся больше естественные и создаются новые трещины .

Чтобы сохранить трещины в раскрытом состоянии, их заполняют песком, закачиваемым вместе с вязкой жидкостью. Потом данная жидкость извлекается в период эксплуатации скважин. ГРП реализуется следующим образом.

Так как при ГРП в множестве случаев образуются давления, превосходящие дозволённые для обсадных колонн, следовательно в скважину опускают НКТ, которые могут устоять данное давление .

Различают три основных вида процесса ГРП:

- а) однократный (первичный);
- б) многократный (вторичный);
- в) направленный.

При однократном разрыве предполагается создание одной трещины в продуктивной мощности пласта, многократном - образование нескольких трещин по всей вскрытой продуктивной толщине пласта [11]. При направленном гидроразрыве трещины образуются в предусмотренных интервалах мощности пласта.

На рисунке 7 приведена схема проведения ГРП.

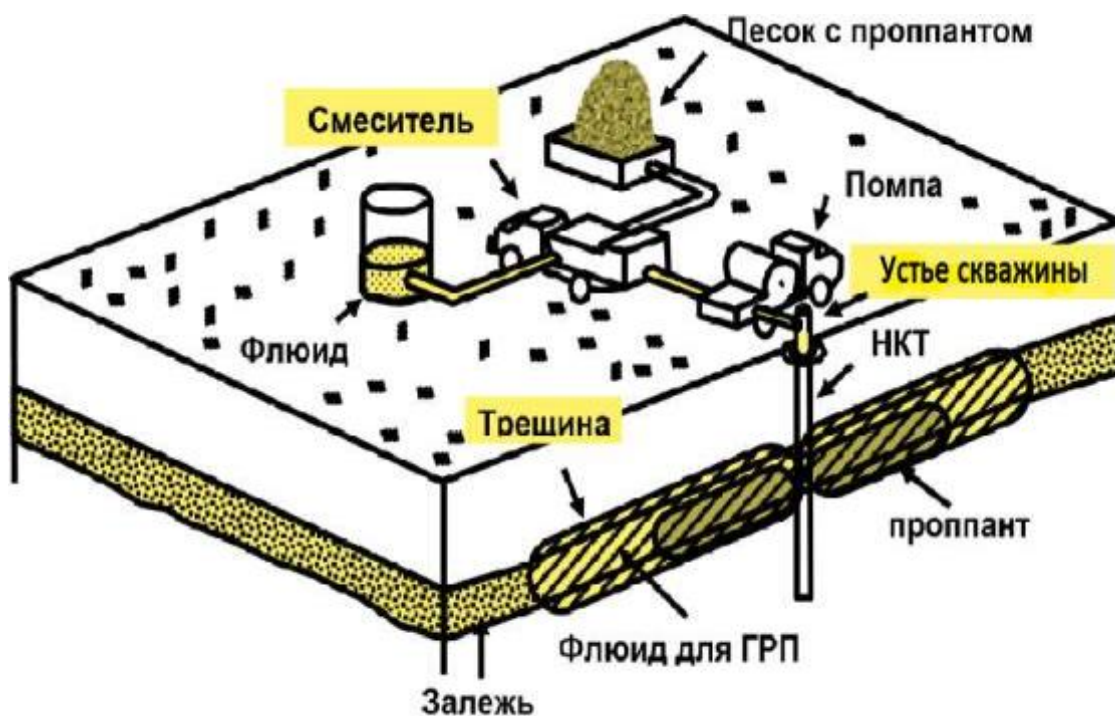


Рисунок 7 –Схема проведения ГРП

3.4 Технология эффективности геолого-технических мероприятий на Ромашкинском месторождении

Распределение ГРП в ПАО «Татнефть» по нефтедобывающим предприятиям в условиях девонской системы выглядит следующим образом:

абсолютное большинство ГРП (88,9%) реализовано на скважинах Ромашкинского месторождения. Малая часть ГРП (8,8%) выполнена на скважинах Ново-Елховского месторождения, также (2,3%) ГРП реализовано на скважинах мелких месторождений. Количество скважин, в которых реализованы (Рисунок 8 Ромашкинского месторождения ГРП, составляет 1417 ед., что обеспечило дополнительно добытую нефть более 4,7 млн т.

Количество выполненных ГРП по НГДУ распределилось следующим образом: НГДУ «Лениногорск нефть» –336 шт., НГДУ «Альметьевнефть» – 631шт., НГДУ «Джалильнефть» –243 шт., НГДУ «Азнакаевскнефть» –195шт., НГДУ «Бавлынефть» –12 шт.

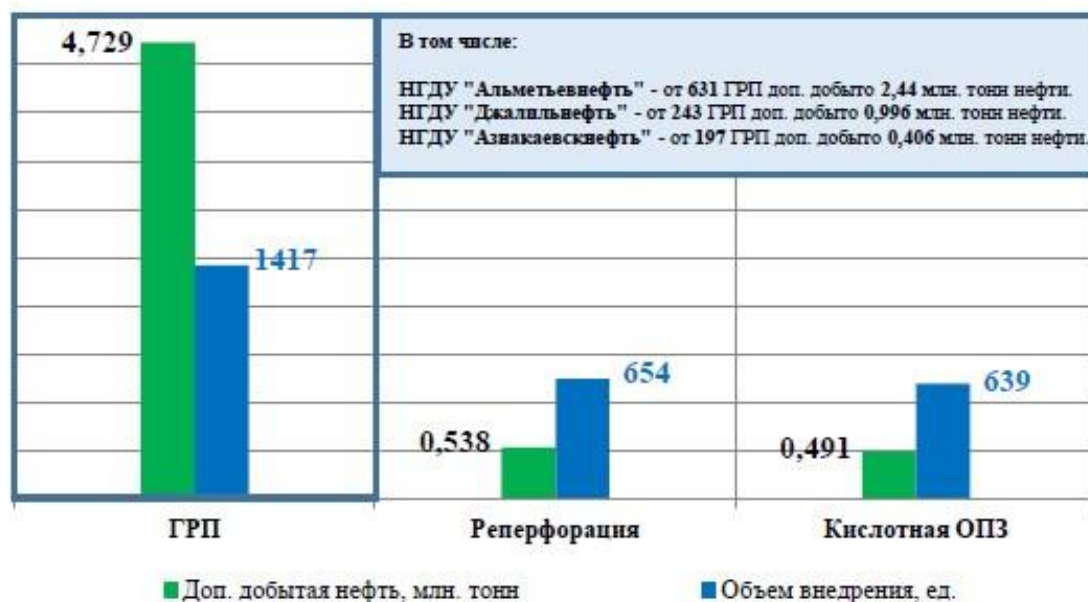


Рисунок 8 – Распределение видов ГТМ в условиях девонской системы Ромашкинского месторождения ПАО «Татнефть»

Максимальное количество дополнительно добытой нефти в результате ГРП наблюдается в НГДУ «Альметьевнефть», более 2,4 млн т нефти [12].

На 01.01.2018 г. в ПАО «Татнефть» (для сравнения с ГРП) выполнено 722 реперфорации и 565 кислотных ОПЗ с технологической эффективностью 625 тыс. т и 641 тыс.т соответственно.

Среднегодовая технологическая эффективность каждого геолого-технологические мероприятия (ГТМ) составляет: ГРП – 1,5 млн т нефти; реперфорация – 223 тыс. т нефти; кислотная ОПЗ – 141 тыс. т нефти.

3.5 Анализ эффективности использования гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении

В некоторых случаях применение ГРП дает возможность решить такие проблемы, как регулирование профилей приемистости в нагнетательных и профилей продуктивности в добывающих скважинах, что также является основой для более полной добычи запасов нефти из неоднородных коллекторов. С 2010 по 2014 гг. средний объем проведения ГРП на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» составил 47 скважин в год, а в 2015 году выросло количество его применений. За 2016 год он достиг по эксплуатационному фонду почти 89 скважин.

В конце 2017 года количество проведенных ГРП на добывающих скважинах достиг 402, на нагнетательных - 104. Затем подсчитываются все данные и вносятся в таблицу, которая дает нам более эффективный способ аналитики (текущий накопленный среднесуточный прирост и его динамика, текущая дополнительная добыча нефти на 1 скважину и текущий среднесуточный прирост за последний месяц эксплуатации). По мероприятиям 2009-2013 гг. можно сделать следующий вывод: эффект ГРП длился около 4,5-5 лет, а затем снижается и может достигнуть менее 3 т/сут.

На рисунке 9 приводится динамическая характеристика распределения объемов проведения ГРП на эксплуатационном фонде отдельно добывающих и нагнетательных скважин.

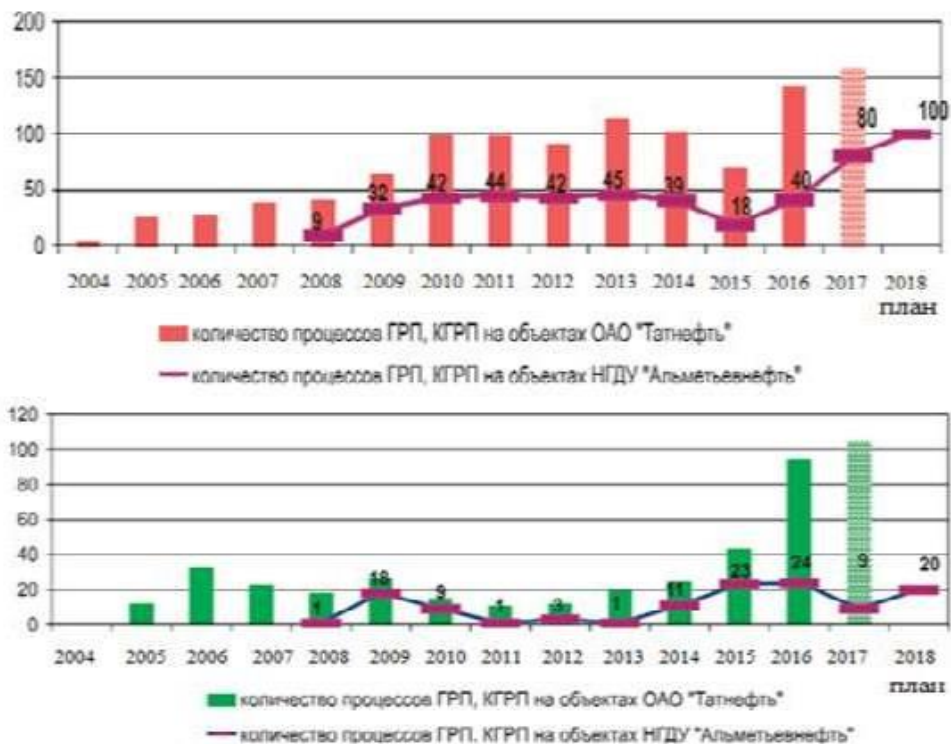


Рисунок 9– Динамика для проведения ГРП на эксплуатационном фонде добывающих и нагнетательных скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть»

Для обеспечения же зафиксированных норм добычи по НГДУ нужно ежегодно отдавать дополнительную добычи УВ более 317 тыс.т., таким образом, объем проводимых ГРП согласно в 2012 году увеличен до 122-х скважин в год, на 2013 - 150 скважин. Опираясь на полученные результаты, дебит после проведения ГРП значительно увеличивается и может достигнуть отметки в 3,5 раза больше чем до проведения ГРП (рисунок 10).



Рисунок 10– Динамика среднесуточного прироста коэффициента продуктивности (дебита) нефти за первый год (год внедрения)

Средний дебит скважин до ГРП равен 2,9 т/сут, по жидкости 5,7 т/сут, обводненность - 50,5 %. Установившийся накопленный после гидроразрыва пластов средний дебит добывающих скважин по нефти - 6,3 т/сут (таблица 3.2). В целом, согласно первоначальным расчетам, число добывающих скважин, по которым не будет достигнута дополнительная добыча в 1200 тонн нефти, будет менее чем 20 %.

Индекс доходности более 1,1 будет достигнут как минимум в 80 % скважинах. При этом общий расчетный средний индекс доходности более 1,4.

Таблица 3.2 – Сопоставление средних дебитов до и после ГРП

Наименование показатели	По нефти, т/сут	По жидкости, т/сут	Обводненность, %
Средний дебит скважины до ГРП	2,8	5,6	50,3
Средний дебит скважины после ГРП	6,3	14,3	56,7

По мере возрастания применений ГРП возникла определенная сложность с подбором скважин, ведь для ГРП нужно подбирать такие скважины, которые будут давать значительно большие дебиты. За счет опытных работ 2013-2014 гг., были расширены рамки применения ГРП в обводненных добывающих скважинах. Так, на скважинах с начальной обводненностью более 75 % (таблица 3.3), работы проведены на 40 скважинах с общим накопленным приростом 3,2 т/сут. В конце 2017 года выполнено 45 повторных ГРП, в том числе 37 ГРП на добывающих скважинах [12].

Таблица 3.3 – Показатели работы по скважинам с базовой обводненности более 72%

Показатели	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	%	Накопленный прирост средесуточного дебита нефти, т/сут
До ГРП	13,2	2,1	82,5	3,5
За первый год после ГРП	29	5,9	76,8	
текущий	19,7	3,5	80	

Так по добывающим скважинам среднесуточный прирост после первого процесса 2,8 т/сут. Повторная обработка позволила увеличить прирост еще на 2.1 т/сут.

Под их воздействие привлекают скважины по двум направлениям:

- краткосрочность проявленного расчетного прироста;
- не достигнут первоначально планируемый результат.

Двойные ГРП проводятся на скважинах, где можно получить довольно большой прирост дебита и добыча происходит на нескольких пластах.

Данная работа проведена на 23-х скважинах, и 19 из добывающие скважины с приростом 5,7 т/сут (таблица 3.4), что выше общих средних показателей более чем в 1,5 раза. Работы по приведению ГРП на новых скважинах из бурения ведутся с 2015 года, они приведены на 13 скважинах, том числе 12 – на добывающем фонде. Средний накопленный прирост дебита нефти по данному направлению ГРП составляет 3,5 т/сут.

В начале 2017 года начали применять многократные ГРП, которые использовались на отдельных скважинах, и в виде повторных ГРП. Одним из примеров является участок 6 блока Миннибаевской площади, где основной объем ГРП произведен в 2017-2018 гг.

Таблица 3.4 – Показатели работы по скважинам с применением повторным ГРП

Показатели	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	%	Накопленный прирост средесуточного дебита нефти, т/сут
до ГРП	4,5	2,3	46	2,8
до повторного ГРП	4,9	2,6	38	

За первый год после ГРП	10,5	5,7	39	2,2
текущий	10,8	4,5	52	

3.6 Рост трещины гидравлического разрыва пласта в вертикальном направлении

Одним из основных методов интенсификации притока жидкости на Ромашкинском месторождении является заводнение. Естественное сокращение интенсивности заводнения активизирует потребность повышения давления закачки воды. При всем этом одним из второстепенных эффектов является самостоятельный рост трещин гидроразрыва пласта (автоГРП) в нагнетательных скважинах, систематически сопровождающийся прорывом трещин в зону работы добывающих скважин, что приводит к преждевременной обводненности добываемой продукции.

Анализ промысловых данных по месторождениям, эксплуатируемым ПАО «Татнефть» демонстрирует, что повышение давления закачки воды может также спровоцировать рост трещин автоГРП в вертикальном направлении. Известен инцидент прорыва трещины автоГРП через интервал глин толщиной более 100 м в одном направлении .

Наиболее достоверным и точным способом оценки геометрии трещины автоГРП является использование трехмерных моделей расчета развития трещины, которые позволяют учесть рост трещины как в длину, так и в высоту, а также утечки жидкости из нее в пласт . Однако на практике применение таких моделей ограничено следующими факторами:

- 1) трудоемкостью вычислений и длительностью расчета при наличии трещин автоГРП;
- 2) отсутствием информации об объемах закачки воды в течение всего периода работы скважин;
- 3) ограниченным объемом данных о значениях некоторых параметров, преимущественно, коэффициента утечек (оценка его выполняется только для

кратковременных закачек в тестах мини-ГРП, в то время как трещина автоГРП формируется в процессе длительной закачки воды).

3.7 Расчет проектирования процесса гидравлического разрыва пласта на Ромашкинском месторождении

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта (ГРП) представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления; определение вида трещины и расчет ее размеров .

3.7.1 Расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления

Исходные данные:

Глубина залегания $L_c = 1756$ м ; вскрытия толщина пласта $h = 8,9$ м ; внутренний диаметр НКТ $d_{вн} = 0,0759$ м; плотность жидкости $\rho_{ж}^* = 857$ кг/м³ ; вязкость жидкости $\mu_{ж}^* = 1,94$ Па·с ; темп закачки $Q = 0,010$ м³/с ; пластовое давление = 17,5 МПа; коэффициент Пуассона горных пород $\nu = 0,3$; модуль упругости $E = 10^4$ МПа ; средняя плотность пород над продуктивным пластом $\rho_{пор} = 2600$ кг/м³; плотность песка $\rho_{пес} = 2500$ кг/м³; концентрация песка в 1 м³ жидкости $C_n = 275$ кг/м³.

1. Рассчитываем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{ГВ} = \rho_{пор} \cdot g \cdot L_c = 2600 \cdot 9,81 \cdot 1765 \cdot 10^{-6} = 45 \text{ МПа}, \quad (3.1)$$

2. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{ГГ} = P_{ГВ} \frac{\nu}{(1-\nu)} = 45 \cdot \frac{0,3}{1-0,3} = 19,3 \text{ МПа}, \quad (3.2)$$

ν – коэффициент Пуассона горных пород ($\nu = 0,3$);

3. Рассчитываем забойное давление разрыва:

$$P_{заб} = P_{ГВ} \square P_{пл} + \sigma_p = 45 - 17,5 + 1,5 = 29 \text{ МПа}, \quad (3.3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление; σ_p – предел прочности горных пород, принимаем $\sigma_p = 1,5$ МПа.

4. Рассчитываем объемную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_n = \frac{C_n / \rho_n}{C_n / \rho_n + 1} = \frac{275 / 2500}{275 / 2500 + 1} = 0,1 \quad (3.4)$$

где C_n – концентрация песка в 1 м³ жидкости, кг/м³ ($C_n=250-300$ кг/м³).

5. Плотность жидкости-песконосителя рассчитываем по:

$$\rho_{жп} = \rho_{ж}^* (1 - \beta_n) + \rho_n \beta_n = 857(1 - 0,1) + 2500 \cdot 0,1 = 1021,3 \text{ кг/м}^3, \quad (3.5)$$

где $\rho_{ж}^*$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м³;

6. Вязкость жидкости с песком:

$$\mu_{жп} = \mu_{ж}^* \exp(3,18 \cdot \beta_n) = 1,49(3,18 \cdot 0,1) = 0,616 \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad (3.6)$$

где $\mu_{ж}^*$ – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па*с.

7. Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{4Q\rho_{жп}}{\pi d_{вн} \mu_{жп}} = \frac{4 \cdot 0,01 \cdot 1021,3}{3,14 \cdot 0,0759 \cdot 0,616} = 278, \quad (3.7)$$

где Q – темп закачки, м³/с;

8. Коэффициент сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{278} = 0,23, \quad (3.8)$$

9. Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр}^* = \frac{8\lambda Q^2 L_c \rho_{ж}}{\pi^2 d_{вн}^5} = \frac{8 \cdot 0,23 \cdot 0,01^2 \cdot 1765 \cdot 1021,3}{3,14^2 \cdot 0,0759^5} = 13,35 \text{ МПа}, \quad (3.9)$$

10. Учитывая, что $Re = 278 > 200$, потери на трение составят:

$$P_{тр} = 1,52 \cdot P_{тр}^* = 1,52 \cdot 13,35 = 20,3 \text{ МПа}, \quad (3.10)$$

11. Давление на устье скважины при закачке жидкости-песконосителя:

$$\begin{aligned} P_y &= P_{заб} - \rho_{жп} g L_c + P_{тр} = 29 - 1021,3 \cdot 9,81 \cdot 1765 \cdot 10^{-6} + 20,3 \\ &= 31,6 \text{ МПа}, \end{aligned} \quad (3.11)$$

12. При работе агрегата 4 АН-700 на III скорости $P_p=37,4$ МПа, $Q_p=0,012$ м³/с .

13. Необходимое число агрегатов:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{(P_p \cdot Q_p \cdot k_{TC})} + 1 = \frac{31,6 \cdot 0,01}{(37,4 \cdot 0,012 \cdot 0,5)} + 1 = 2, \quad (3.12)$$

где P_p – рабочее давление агрегата;

Q_p – подача агрегата при данном P_p ;

k_{TC} – коэффициент технического состояния агрегата ($k_{TC}=0,5-0,8$).

14. Объем продавочной жидкости:

$$V_{\Pi} = 0,785 \cdot d_{BH}^2 \cdot L_C = 0,785 \cdot 0,0759^2 \cdot 1765 = 7,98 \text{ м}^3, \quad (3.13)$$

15. Объем жидкости для осуществления гидроразрыва (жидкость разрыва и жидкость-песконоситель):

$$V_{ж} = \frac{Q_{\Pi}}{C_{\Pi}} = \frac{4500}{275} = 16,3 \text{ м}^3, \quad (3.14)$$

16. Суммарное время работы одного агрегата 4 АН-700 на IV скорости:

$$t = \frac{V_{ж} + V_{\Pi}}{Q_p} = \frac{16,3 + 7,98}{0,012} = 2023 \text{ с} = 34 \text{ мин}, \quad (3.15)$$

3.7.2 Расчет размеров трещин

В случае разрыва пласта нефилтующейся жидкостью:

1. Длина вертикальной трещины:

$$l = \sqrt{\frac{V_{ж} E}{5,6(1 - \nu^2) h(P_{забр} - P_{гг})}} = \sqrt{\frac{16,3 \cdot 1 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,3^2) \cdot 8,9 \cdot (29 - 19,3)}} = 10,3 \text{ м}, \quad (3.16)$$

2. Раскрытость трещины:

$$w_0 = \frac{4(1 - \nu^2) l (P_{забр} - P_{гг})}{E} = \frac{4(1 - 0,3^2) \cdot 10,3 \cdot (29 - 19,3)}{1 \cdot 10^4} = 0,03 \text{ м} = 3 \text{ см}, \quad (3.17)$$

Вывод: На данном месторождении используются разные методы интенсификации притока, такие как кислотная обработка, гидравлический разрыв пласта и реперфорация. По результатам исследования самым эффективным методом оказался гидравлический разрыв пласта, который показал наибольший коэффициент добычи нефти. Таким образом мы рассчитали проектирование процесса гидравлического разрыва пласта, получили длину вертикальной трещины и её раскрытость.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Альдживаибер Мустафа Хайтам

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» 21.03.01

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы расходов на закупку оборудования, нормы расхода инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль – 20 % Страховые взносы – 30 % Налог на добавленную стоимость – 20 % Ставка дисконтирования – 15%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности применения технологии ГРП на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат на проведение технологии
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности технологии ГРП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Альдживаибер Мустафа Хайтам		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение проводится экономическое обоснование целесообразности проведения ГРП для повышения нефтеотдачи пластов.

Основная цель данного расчета – экономическая оценка применения гидроразрыва пласта, эффективность проекта выражается в достижении максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

4.1 Расчет экономической эффективности проведения ГРП

Необходимо рассчитать измененное значение ЧТС тыс.руб. в трех случаях исходя из исходных данных, таблица 4.1 :

Таблица 4.1 – Исходные данные

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Данные
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3
2	Стоимость одного инновационного мероприятия	тыс.руб.	1807,1
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после ВПП	т/сут	15,1
4	Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятий	ед	29,0
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,8
6	Средний коэффициент эксплуатации скважин	ед	0,97
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	3181,8
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	63,0
10	Ставка дисконта	%	15,0
11	Цена одной тонны нефти	руб	45475,65
12	Среднесписочная численность ППП	чел	5687,6
13	Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	8728,6
14	Годовая добыча нефти	тыс. т	13228,8

4.2 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (4.1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням; N – количество скважин с на

которых проводится инновационное ГРП, ед. K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 15,1 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 155\,038,49 \text{ тонн.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{Ч_{ППП}}, \quad (4.2)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; C_n – цена одной тонны нефти, руб. (цена приведена за одну тонну нефти марки Urals – 82,29 за доллары США за 1 баррель - единица измерения объема, равная 158,987 куб.дм. На 18.04.2023 [13]); $Ч_{ППП}$ – среднесписочная численность ППП, чел.

Для начала рассчитаем цену одной тонны нефти с учётом того, что 1\$ = 75,56 рублей и плотность нефти Urals примем 860 кг/м³.

$$C_n = 82,29 \cdot 75,56 \cdot \frac{1000}{158,987 \cdot 0,001 \cdot 860} = 45475,65 \text{ руб/т.}$$

$$\Delta ПТ = \frac{155\,038,49 \cdot 45475,65}{5687,6} = 1239622,4 \text{ руб/чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q \cdot C_n}{\Phi_{опф}}, \quad (4.3)$$

где $\Delta \Phi_{отд}$ – прирост фондоотдачи; $\Phi_{опф}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{155\,038,49 \cdot 45475,65}{8728,6 \cdot 10^6} = 0,808 \text{ руб/руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \cdot \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (4.4)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти; $Z_{\text{пост}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{y/\text{пер}}}{100}, \quad (4.5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну; $D_{y/\text{пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %; Q – добыча нефти до ГРП, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 13228,8 \cdot 10^3 \cdot 3181,8 \cdot \frac{100 - 63}{100} = 15,57 \text{ млрд руб.}$$

$$\Delta C = 15,57 \cdot 10^9 \cdot \left(\frac{1}{13228,8 \cdot 10^3} - \frac{1}{13228,8 \cdot 10^3 + 155\,038,49} \right) = 13,64 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta P_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (Ц_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (4.6)$$

где $\Delta P_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{\text{рп}} = 155\,038,49 \cdot (45475,65 - (3181,8 - 13,64)) = 6\,559\,289\,182,9 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (4.7)$$

где $N_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб. Налоговая ставка – 20 % Налог на прибыль организаций / ФНС России [14].

$$N_{\text{пр}} = 0,2 \cdot 6\,559\,289\,182,9 = 1\,311\,857\,837 \text{ руб.}$$

$$\Delta P_{\text{ч}} = 6\,559\,289\,182,9 - 0,2 \cdot 6\,559\,289\,182,9 = 5\,247\,431,35 \text{ тыс руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 5247431,35 тыс. руб.

4.3 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ_1). Объём дополнительно добытой нефти – 155 038,49 тонн/год . Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (4.8)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти K_n .

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_n) = 15,1 - (15,1 \cdot 0,8) = 3,02 \text{ т/сут};$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_n) = 3,02 - (3,02 \cdot 0,8) = 0,604 \text{ т/сут.}$$

$$\Delta Q_2 = 3,02 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 31\,007,70 \text{ т};$$

$$\Delta Q_3 = 0,604 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 29 = 6\,201,54 \text{ т.}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (4.9)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн; C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 155\,038,49 \cdot 45475,65 = 7\,050\,476\,335,15 \text{ руб};$$

$$\Delta B_2 = 31\,007,70 \cdot 45475,65 = 1\,410\,095\,267,03 \text{ руб};$$

$$\Delta B_3 = 6\,201,54 \cdot 45475,65 = 282\,019\,053,41 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (4.10)$$

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

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (4.11)$$

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

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 155\,038,49 \cdot 3181,8 \cdot \frac{63}{100} = 310\,779\,934,54 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 31\,007,70 \cdot 3181,8 \cdot \frac{63}{100} = 62\,155\,986,91 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 6\,201,54 \cdot 3181,8 \cdot \frac{63}{100} = 12\,431\,197,38 \text{ руб}.$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{СКВ}}, \quad (4.12)$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб; $N_{\text{СКВ}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1807,1 \cdot 10^3 \cdot 29 = 52\,405\,900 \text{ руб}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 310\,779\,934,54 + 52\,405\,900 = 363\,185\,834,5 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 62\,155\,986,91 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 12\,431\,197,38 \text{ руб}.$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (4.13)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб; ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 7\,050\,476\,335,15 - 363\,185\,834,54 = 6\,687\,290\,500,61 \text{ руб};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = 1\,410\,095\,267,03 - 62\,155\,986,91 = 1\,347\,939\,280,12 \text{ руб};$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл}3} = 282\,019\,053,41 - 12\,431\,197,38 = 269\,587\,856,02 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{\text{пр}t} = \frac{\Delta\Pi_{\text{н/обл}t} \cdot N_{\text{пр}}}{100}, \quad (4.14)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, равная 20% (ставка за 2018 год).

$$\Delta H_{\text{пр}1} = \frac{6\,687\,290\,500,61}{100} \cdot 20 = 1\,337\,458\,100,12 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр}2} = \frac{1\,347\,939\,280,12 \cdot 20}{100} = 269\,587\,856,02 \text{ руб.}$$

$$\Delta H_{\text{пр}3} = \frac{269\,587\,856,02 \cdot 20}{100} = 53\,917\,571,20 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{\text{н/обл}t} - H_t. \quad (4.15)$$

$$\Delta ДП_1 = 6\,687\,290\,500,61 - 1\,337\,458\,100,12 = 5\,349\,832\,400,49 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 1\,347\,939\,280,12 - 269\,587\,856,02 = 1\,078\,351\,424,10 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 269\,587\,856,02 - 53\,917\,571,20 = 215\,670\,284,82 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t. \quad (4.16)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 5\,349\,832\,400,49 \text{ руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 1\,078\,351\,424,10 \text{ руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 215\,670\,284,82 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t \quad (4.17)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 5\,349\,832\,400,49 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-2} &= \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 5\,349\,832\,400,49 + 1\,078\,351\,424,10 \\ &= 6\,428\,183\,824,59 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} НПДН_{1-3} &= \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 \\ &= 5\,349\,832\,400,49 + 1\,078\,351\,424,10 + 215\,670\,284,82 \\ &= 6\,643\,854\,109,41 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \frac{\Delta\Pi_t}{(1+i)^t}, \quad (4.18)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = \frac{5\,349\,832\,400,49}{(1+0,15)^1} = 4\,652\,028\,174,34 \text{ руб};$$

$$ДПДН_2 = \frac{1\,078\,314,210}{(1+0,15)^2} = 815\,388\,600,45 \text{ руб};$$

$$ДПДН_3 = \frac{215\,608,82}{(1+0,15)^3} = 141\,806\,713,12 \text{ руб}.$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t. \quad (4.19)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 4\,652\,028\,174,34 \text{ руб};$$

$$\begin{aligned} ЧТС_2 &= ДПДН_1 + ДПДН_2 = 4\,652\,028\,174,34 + 815\,388\,600,45 \\ &= 5\,467\,416\,774,79 \text{ руб}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} ЧТС_3 &= ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 \\ &= 4\,652\,028\,174,34 + 815\,388\,600,45 + 141\,806\,713,12 \\ &= 5\,609\,223\,487,91 \text{ руб}. \end{aligned}$$

Индекс доходности (ИД) - важный финансовый показатель, который определяет окупаемость инвестиций; – по формуле:

$$ИД = \frac{\sum_{t=1}^{Тразр} ДПДН_t}{З_{мер}},$$

$$ИД = \frac{5\,609\,223\,487,91}{52\,405\,900} = 107,0341982 \text{ руб/руб}.$$

Срок окупаемости проекта – по формуле:

$$Ток = \frac{З_{мер}}{ДПДН_{ср}} = \frac{З_{мер}}{\sum_{t=1}^{Тразр} ДПДН_t} / Тразр,$$

$$Ток = \frac{52\,405\,900}{5\,609\,223\,487,91} / 3 = 0,028028425$$

$$0,028028425 \cdot 365 = 10,23037514 \text{ лет}$$

Результаты расчёта показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представим в виде таблицы 4.2.

Таблица 4.2 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	155,0	31,0	6,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	7 050 476,3	1 410 095,3	282 019,1
Текущие затраты, тыс. руб.	310 779,9	62 156,0	12 431,2
Прирост прибыли, тыс. руб.	6 687 290,5	1 347 939,3	269 587,9
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	1 337 458,1	269 587,9	53 917,6
Денежный поток, тыс. руб.	5 349 832,4	1 078 351,4	215 670,3
Поток денежной наличности, тыс. руб.	5 349 832,4	1 078 351,4	215 670,3
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	5 349 832,4	6 428 183,8	6 643 854,1
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	4 652 028,2	815 388,6	141 806,7

Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	4 652 028,2	5 467 416,8	5 609 223,5
--	-------------	-------------	-------------

4.4 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

4.4.1 Расчет ЧТС при уменьшении объема добычи нефти на 20%

В таблице с исходными данными для расчета берем среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после ГРП и уменьшаем на 20 % (табл. 4.3). Проводим все вычисления пунктов 4.1 и 4.2 повторно уже для изменённого прироста дебита. Получаем новое значение ЧТС и заносим его в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Уменьшение дебита

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Расчет
1	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия, уменьшенный на 20%	т/сут	$15,1 * 0,8 = 12,08$

Влияние уменьшения среднесуточного прироста дебита одной скважины на технико – экономические показатели представлены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	124,0	24,8	5,0
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	5 640 381,1	1 128 076,2	225 615,2
Текущие затраты, тыс. руб.	248 623,9	49 724,8	9 945,0
Прирост прибыли, тыс. руб.	5 339 351,2	1 078 351,4	215 670,3

Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	1 067 870,2	215 670,3	43 134,1
Денежный поток, тыс. руб.	4 271 481,0	862 681,1	172 536,2
Поток денежной наличности, тыс. руб.	4 271 481,0	862 681,1	172 536,2
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	4 271 481,0	5 134 162,1	5 306 698,3
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	3 714 331,3	652 310,9	113 445,4
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	3 714 331,3	4 366 642,2	4 480 087,5

4.4.2 Расчет ЧТС при увеличении капитальных затрат на 20%

В таблице с исходными данными для расчета берем капитальные затраты и увеличиваем на 20 % (табл. 4.5).

Таблица 4.5 – Условия изменения капитальных затрат (увеличение на 20%)

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Данные
1	Стоимость одного инновационного мероприятия, увеличенная на 20%	тыс.руб.	$1807,1 * 1,2 = 2168,52$

Влияние увеличения стоимости одного инновационного мероприятия на технико–экономические показатели представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	155,0	31,0	6,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	7 050 476,3	1 410 095,3	282 019,1
Текущие затраты, тыс. руб.	310 779,9	62 156,0	12 431,2

Прирост прибыли, тыс. руб.	6 676 809,3	1 347 939,3	269 587,9
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	1 335 361,9	269 587,9	53 917,6
Денежный поток, тыс. руб.	5 341 447,5	1 078 351,4	215 670,3
Поток денежной наличности, тыс. руб.	5 341 447,5	1 078 351,4	215 670,3
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	5 341 447,5	6 419 798,9	6 635 469,2
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	4 644 736,9	815 388,6	141 806,7
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	4 644 736,9	5 460 125,5	5 601 932,2

4.4.3 Расчет ЧТС при уменьшении текущих затрат на 20%

В таблице «Показатели экономической эффективности мероприятия» для расчета берем текущие затраты и уменьшаем на 20 % за первый год (табл. 4.7).

Таблица 4.7 – уменьшение текущих затрат

Показатели	1-й год
Текущие затраты, уменьшение на 20%, руб.	$363185834,5 * 0,8 = 290\ 548\ 667,63$

Влияние уменьшения текущих затрат на технико–экономические показатели представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0,0	0,0	0,0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	155,0	31,0	6,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	7 050 476,3	1 410 095,3	282 019,1
Текущие затраты, тыс. руб.	310 779,9	62 156,0	12 431,2
Прирост прибыли, тыс. руб.	6 759 927,7	1 347 939,3	269 587,9

Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	1 351 985,5	269 587,9	53 917,6
Денежный поток, тыс. руб.	5 407 942,1	1 078 351,4	215 670,3
Поток денежной наличности, тыс. руб.	5 407 942,1	1 078 351,4	215 670,3
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	5 407 942,1	6 486 293,6	6 701 963,8
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	4 702 558,4	815 388,6	141 806,7
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	4 702 558,4	5 517 947,0	5 659 753,7

Рассчитаем разницу между измененным значением ЧТС и базисным NPV как разницу между измененным значением ЧТС и базисным. Должно получиться отрицательное число.

Рассчитаем разницу между измененным значением ЧТС и базисным ЧТС в % соотношении путем составления пропорции. Найдем отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра. Поскольку во всех трех случаях мы изменяли параметр на 20 %, делим найденное значение разницы в % соотношении на 20.

Все полученные значения вписываем в таблицу 4.9 и строим график чувствительности проекта к возможным изменениям (рис).

Таблица 4.9 – Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. руб.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	4652028,2	3 714 331,3	-937696,9	20,156733	1,007837	1
Увеличение капитальных вложений на 20%		4 644 736,9	-7291,25565	0,156733	0,007837	3
уменьшение текущих затрат на 20%		4702558,377	50530,20307	-1,086197	-0,054310	2

Таблица 4.10 – Отклонение параметров

	-20%	0	20%
Объем добычи	1,007837	0	-1,007837
Капитальные затраты	-0,007837	0	0,007837
Эксплуатационные затраты	0,054310	0	-0,054310

Получающиеся данные можно использовать для построения диаграмм, которые представлены на рисунке 11. На них серия графиков показывает, как изменяются одни (зависимые) параметры финансово-экономической оценки при изменении одного из независимых показателей проекта.

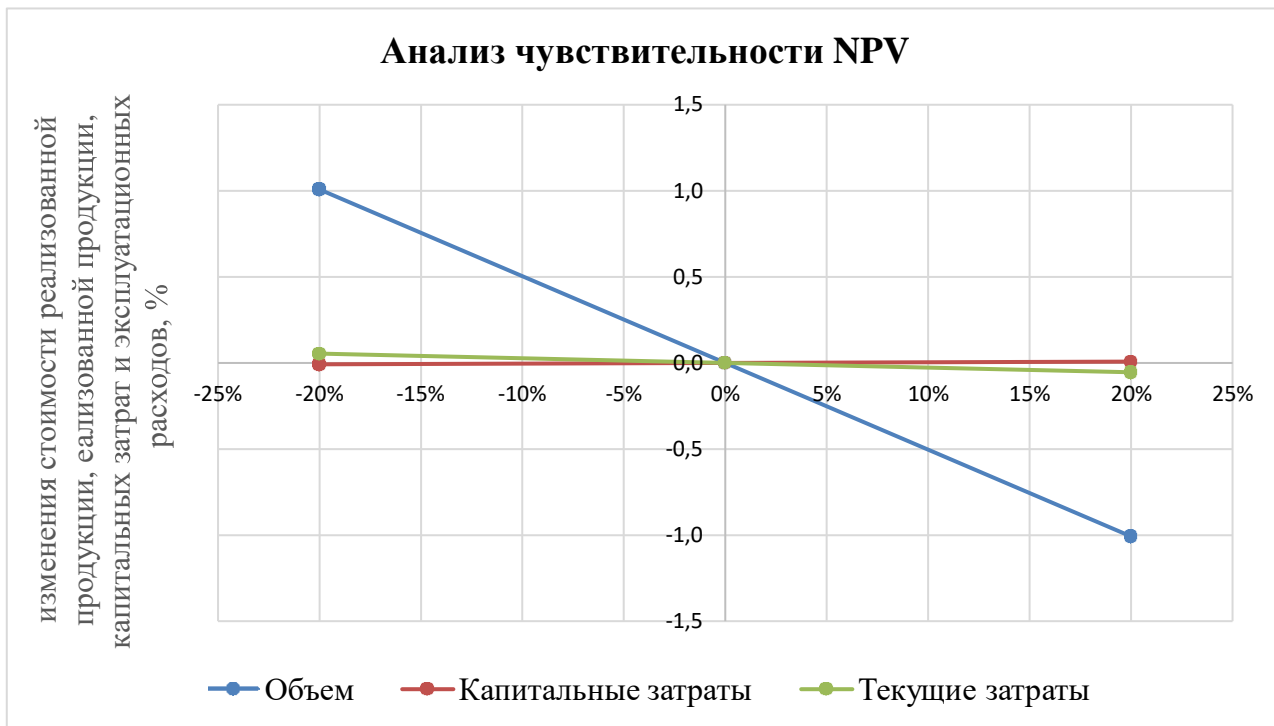


Рисунок 11 – Анализ чувствительности NPV

По полученному графику можно сделать вывод о том, что влияние объёма добычи на изменение NPV в 128,6 раз выше, чем влияние капитальных и эксплуатационных расходов. как мы можем видеть, больше всего NPV зависит от объёма добычи (коэффициент 1,007837). Далее на втором месте расположились капитальные затраты (коэффициент 0,007837). Наименьшее влияние оказывают эксплуатационные затраты (коэффициент -0,054310).

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б94		Альджваибер Мустафа Хайтам	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» 21.03.01

Тема ВКР:

Методы Интенсификаций Притока Для Увеличения Дебита На Ромашкинском Нефтяном Месторождения (Республика Татарстан)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: гидроразрыв пласта Область применения: кустовая площадка
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
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.	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ – ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя – Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа № ИПФ –073–05
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ возможных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: Повышение уровня шума; производственных безопасности, связанные с нормативом и требованием к микроклимату; повышенная загазованность; Недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы : Пожаровзрывобезопасность; Производственные безопасности, связанные с электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы газа Гидросфера: разлив нефти на воде Литосфера: загрязнение почвы хим- веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: погодные условия, взрывы газозооушной смеси, пожары, утечки газа или нефти, разливы ядовитых веществ. Типичная ЧС: разлив нефти в АГЗУ
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
10.02.2023	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Альджваибер Мустафа Хайтам		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Извлечение нефти основными методами разработки считается не всегда эффективным. Одной из основных задач при разработке нефтяных месторождений является максимально возможное извлечение нефти. Поэтому использование методов увеличения нефтеотдачи является актуальным.

Ромашкинское нефтяное месторождение находится в Российской Федерации, в восточной части республики Татарстана, в 70 км восточнее от г. Альметьевск и западнее на 20 км от г. Бугульма. Месторождение является крупнейшим в России Волго-уральской провинции. Открыто в 1948 в Бугульминском районе. Основные тектонические показатели Ромашкинского нефтяного месторождения отнесены к Сокско-Шешминскому валу.

Так как производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, при выполнении раздела учитывались действующие комплекты документов нормативной и технической документации. Областью исследования является кустовая площадка Ромашкинское нефтяное месторождение, на котором производятся различные мероприятия и операции по извлечению нефти, и увеличению ее притока. Были рассмотрены всевозможные ЧС, которые могут возникнуть на площадке, и меры их предупреждения и ликвидации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Оператор по добыче нефти и газа может быть устроен на работу с 18 лет. При поступлении на работу он обязан пройти предварительный медицинский осмотр, а также внеочередные медицинские обследования в порядке, установленном законодательством Российской Федерации.

При наличии среднего профессионального образования опыт практической работы не требуется.

Оператор должен пройти вводный инструктаж, инструктаж на рабочем месте (первичный, повторный, внеплановый и целевой), обучение безопасности труда (теоретическое и практическое), стажировку на рабочем месте, проверку знаний по охране труда (допуск к самостоятельной работе). Также он должен проходить повторные инструктажи по охране труда и по пожарной безопасности не реже одного раза в три месяца.

Для защиты от вредных и опасных факторов, а также на работах, связанных с загрязнением, оператору должна выдаваться бесплатно специальная сертифицированная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты [15].

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению в компоновке рабочей зоны

Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса работающего тела или наклон его вперед не более чем на 15°.

Для обеспечения удобного, возможно близкого подхода к столу, станку или машине должно быть предусмотрено пространство для стоп размером не менее 150 мм по глубине, 150 мм по высоте и 530 мм по ширине.

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук [16].

5.2 Производственная безопасность

При проведении ГРП может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нести угрозу здоровью оператора. Более подробно выявлены вредные и опасные факторы в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготов	Эксплу	
1. производственных безопасности , связанные с нормативом и требованием к микроклимату	+	+	1.СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [17]. 2. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [23]. 3.ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [18]. 4.ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [19]. 5.СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [24]. 6.ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [21].
2. Повышении уровень шума.	+	+	
3. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.	+	+	
4.Пожаровзрывобезопасность.	+	+	
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	
6. Производственные безопасности, связанные с электрическим током.	+	+	

производственных безопасности , связанные с нормативом и требованием к микроклимату

При проведении работ на открытых площадках месторождения указываются:

- период времени года выполняемых работ,
- метеорологические параметры воздуха территории района.

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции.
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению.

В качестве средств индивидуальной защиты для холодного времени года используются костюмы на утепляющей прокладке, костюмы меховые, тулупы, валенки, шапки–ушанки, рукавицы меховые и др. При работе в жару используются кепки и др. [17].

Повышения уровня шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям. Норма для помещения управления составляет 75 дБА. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах на территории предприятий		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
		107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

При работе со скважиной вредное влияние также оказывает производственный шум. Для смягчения пагубного влияния звука с высоким уровнем давления на слуховой аппарат человека, рекомендуется применять звукоизолирующие наушники, противοшумные вкладыши, перерывы на отдых от данного помещения.

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [18].

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. Предельно допустимые концентрации вещества: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³.

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы [19].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежесменно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов . рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин—не ниже 25люксов [24]. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора.

Пожаровзрывобезопасность

Источником пожара при проведении ГРП могут являться горючие жидкости и электроприборы. Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар,

При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ	Количество, шт.	
Огнетушитель пенный ОП-10	ГОСТ 16005-70	12	
Ящики с песком	—	0,5 м ³	4
		1 м ³	2
Лопаты	ГОСТ 3620-70	5	
Лом пожарный легкий	ГОСТ 16714-71	2	
Топор пожарный поясной	ГОСТ 16714-71	2	
Багор пожарный	ГОСТ 16714-71	2	
Ведро рожарное	ТУ 220	4	

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной

системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция.

Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды [20].

Производственные безопасности, связанные с электрическим током

Электробезопасность – организационные и технические мероприятия и средства, которые обеспечивают защиту рабочего персонала от опасного воздействия электрического тока. Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; защитное отключение [21].

5.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду. При воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды хрома и серы, механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (табл.5. 4).

Источниками оксидов углерода, азота и серы могут являться сами скважины, при их не герметичности.

Таблица 5.4 – Вредные вещества

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0,085	2	0,078	1,230
2	Окись углерода	5,000	4	0,220	4,88
3	Углеводороды	50(ОБЦВ)	4	9,140	298,8
4	Сажа	0,15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0,041	1,290

Воздействие на литосферу

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти.

Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10–12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Проявление капиллярных сил хорошо прослеживается при значительной проницаемости и пористости грунта. Пески и гравийные грунты, например, благоприятны для миграции нефти; глины и илы не благоприятны. В горных породах нефть движется в основном по трещинам.

Воздействие на гидросферу

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно, как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти

или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей. К временным источникам загрязнения относятся:

- негерметичность заколонного пространства скважин из-за некачественного его цементирования или по другим причинам, приводящая к межпластовым перетокам и загрязнению водоносных горизонтов;
- поглощение бурового раствора в процессе помывки скважин и фильтрации его водной фазы в проницаемые отложения.

В состав пластовых входят воды, добываемые совместно с нефтью, отделяемые от нее на центральных пунктах сбора и подготовки нефти. В общем объеме сточных вод пластовые воды составляют 82–84 %. По мере увеличения срока эксплуатации нефтяного месторождения объем пластовых вод непрерывно растет. В составе сточных вод пластовые воды наиболее минерализованы. При большей закачке пресных вод в нефтяные пласты минерализация пластовых вод снижается. Помимо минеральных солей пластовые воды содержат нефть, песок, глинистые частицы.

Методы защиты

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи газа выполняется комплекс требований. На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов: установление и поддержание водоохраных зон; вынесение объектов из экологически уязвимых зон; герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин; рассредоточение объема закачки воды по пласту; использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района; контроль качества сварных швов; сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН; при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ; в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов [22].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электрогазоснабжения и т.д.).

Для месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации:

- природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до -45 °C) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23$ °C) и пасмурное, с частыми заморозками);
- технические: сильные взрывы газоздушных смесей,

крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;

Наиболее вероятным из выше перечисленных может быть розлив нефти в автоматической групповой замерной установке, что может привести к пожару или взрыву.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварии:

1. сообщить об аварии мастеру ДНГиК, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца);
2. сообщить об аварии согласно схеме оповещения;
3. все ремонтные, строительные–монтажные и другие работы прекратить; вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны; выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники;
4. прекратить замер через АГЗУ; отсечь поврежденный участок; сравнять давления;
5. оценив обстановку и степень опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации разлива специалистов (аварийной бригады, др.);
6. после снижения загазованности в рабочей зоне до нормы приступить к подготовке АВР (с оформлением наряда–допуска) в соответствии с порядком, установленным инструкциями;
7. по прибытию подразделений, вызванных на аварию, оперативный персонал ЦДПНГ поступает в распоряжение руководителя работ и приступает к ликвидации аварии, ее последствий; нефть, находящаяся в помещении «Автоматической групповой замерной установки», собирается: ведрами, лопатами, ветошью;
8. доложить диспетчеру ЦПДС о ликвидации инцидента, полном восстановлении оборудования и запуске его в эксплуатацию [23].

Производственная среда и среда рабочего места, должны быть организованы по специальным требованиям техники безопасности, и различным нормам, поэтому важно учитывать действующие комплекты документов нормативной и технической документации, чтобы избежать различных чрезвычайных ситуаций.

5.5 Выводы по разделу социальная ответственность

Рассмотренное в данной работе геолого-техническое мероприятие по интенсификации добычи нефти влечет за собой увеличение объемов перекачиваемой нефти, что скажется в свою очередь на увеличении объемов выбросов вредных веществ в атмосферу. Также большое внимание следует уделять непосредственно технологическим процессам, так как несоблюдение технологии проведения гидравлического разрыва пласта может привести к авариям и нанести большой урон окружающей среде. В частности, необходимо следить за герметичностью оборудования и манифольдных линий, которые соединяют между собой устье скважины и технологические емкости и агрегаты, во избежание разливов нефти, нефтепродуктов и химических реагентов, применяемых при проведении технологического мероприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены методы интенсификации притока на Ромашкинском месторождении.

Применение данных методов является первостепенной задачей, которое позволит значительно повысить нефтеотдачу разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь остаточные запасы нет возможности.

В первом разделе выпускной квалификационной работы рассмотрены общие сведения о Ромашкинском месторождении, изучено геологическое строение эксплуатационного объекта, физико-химические свойства пластовых флюидов, коллекторские свойства продуктивных пластов и особенности разработки водонефтяных зон. Также проанализировано текущее состояние разработки месторождения. Выявлены причины загрязнения призабойной зоны пласта.

В технологическом разделе дан обзор существующим методам интенсификации притока, рассмотрены кислотные обработки и их виды, солянокислотные и глинокислотные обработки призабойной зоны пласта, реперфорация скважин, гидравлический разрыв пласта. Дан анализ риска самопроизвольного роста трещины ГРП в вертикальном направлении, а также выбрана эффективная технология воздействия на пласт.

По результатам исследования самым эффективным методом воздействия оказался гидравлический разрыв пласта, который показал наибольший коэффициент добычи нефти. Целью гидроразрыва пласта является интенсификация текущей нефтедобычи при разработке низкопроницаемых залежей и повышения в конечном итоге коэффициента нефтеотдачи по месторождению .

Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;

– использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

– снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;

– опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;

– недостаточная геологическая изученность месторождений;

– сложное геологическое строение объектов разработки.

Исходя из вышесказанного, с учетом всех факторов, мы рассчитали параметры технологического процесса гидравлического разрыва пласта, получили длину вертикальной трещины и её раскрытость, тем самым сделали вывод об эффективности проведения гидравлического разрыва на Ромашкинском месторождении.

Также был рассмотрен вопрос охраны труда при выполнении подготовительных операций и ГРП

В данной работе произведено экономическое обоснование эффективности проведения гидравлического разрыва пласта расчётным способом за счёт снижения объёма добычи нефти, увеличения капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

В итоге, при проведении ГРП на Ромашкинском месторождении, получен довольно неплохой экономический эффект за непродолжительный период времени., что свидетельствует о целесообразности и успешности данного мероприятия на сегодняшний день. Но важно учесть, что подбор скважин для подобных операций необходимо проводить с особой тщательностью и учитывать все требования и рекомендации.

Список используемых источников

- 1 Абдулмазитов Р.Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России [Текст] / Р.Д. Абдулмазитов, К.С. Баймухаметов; В.Д. Викторин./Издание в 2 т./ под ред. В.Е. Гавуры.–М.: ВНИИОЭНГ, 2016г. – Т. 2.–280 с.- ISBN 5-88595-032-6.
- 2 Муслимов Р.А. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. - Казань : Изд-во Казанского университета, 1979.
- 3 Методы повышения нефтеотдачи пластов Л.М. Рузин, О.А. Морозюк – Ухта, УГТУ 2014– 15с .
- 4 Вторичные и третичные методыувеличения нефтеотдачи пластов Сургучев М.Л. –Москва «Недра» 1985 –308с.
- 5 Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты Г.С. Степанова – Москва «Газоил пресс» 2006 – 186с .
- 6 Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пласта [сайт]. URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/z/ZGR/study/МУН.pdf> .
- 7 Крянев, Д.Ю. Научное обеспечение новых технологий разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами [Электронный ресурс] / Д. Ю. Крянев, С.А. Жданов // Специализированный журнал Бурение & Нефть - 2012 - №8. - Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-08/7>.
- 8 Лысенков А.В. Интенсификация разработки и повышение нефтеотдачи пластов. // Уфимский государственный нефтяной технический университет – Уфа – 2010. – 18-29 с.
- 9 Булатов, А. И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин [Текст] / Савенок О. В. – Краснодар ; Издательский Дом – Юг, 2015. – 574 с. 21 см. – Библиогр.: с. 573–574. - 800 экз. - ISBN 978-5-91718-159-2.
- 10 Волохин, А.В. Ведение процесса гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации [Текст]/ А.В. Волохин, В.Г. Ладыгин, – Москва: Недра, 2012. - 192

с. – ISBN 978-5-94089-099-7.

- 11 Jennings A.R., Enhanced Jr. P.E. Применение гидравлического разрыва пласта / OGCI/PetroSkills Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2002. – 168 с.
- 12 Гумаров Н.Ф. Применение гидравлического разрыва пласта на добывающем фонде скважин НГДУ «Альматевнефть». Сб. статей.– Казань: «Центр оперативной печати». 2011. 5-19.– УДК: 622.276.66.– URL: geol_an@tatneft.ru.
- 13 Годовой график цен на нефть Urals [Электронный ресурс], URL: <https://nefturals.ru/>, свободный – Дата обращения .
- 14 Налог на прибыль организаций / ФНС России [Электронный ресурс], URL: <https://www.nalog.gov.ru/rn77/taxation/taxes/profitul/>, свободный .
- 15 Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа № ИПФ – 073–05.
- 16 ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя.
- 17 СанПиН 2.2.4548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений .
- 18 ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности .
- 19 ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности .
- 20 ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования .
- 21 ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 22 Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7–ФЗ. 2002 г.
- 23 ГОСТ Р 22.3.03–94 Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
- 24 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.