

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
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.6:665.6.035.6-026.732-022.225(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Диалло Мухамату Уле		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

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

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Лукин А.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б95	Диалло Мухамаду Уле

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	39–67/с от 08.02.2023
Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования,</i></p>	<p>Применение геолого-технических мероприятий при разработке месторождения, комплекс геолого-технических мероприятий на месторождении X, технологическая эффективность применения геолого-технических мероприятий на месторождений X</p>

<i>конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына 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	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Диалло Мухамаду Уле		09.02.2023

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Диалло Мухамату Уле

Тема работы:

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
--

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Основные аспекты разработки залежей нефти гидродинамическими методами нефтеотдачи	30
27.03.2023	Комплекс геолого-технических мероприятий на месторождении х	30
17.04.2023	Расчет технологической эффективности применения комбинированных геолого-технических мероприятий на месторождении х	20
10.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективности и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Диалло Мухамату Уле		09.02.2023

Реферат

В данной выпускной квалификационной работе содержится 125 страниц, в том числе 7 рисунков, 16 таблиц и 46 литературных источников. Работа содержит 4 приложения.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, технологическая эффективность геолого-технических мероприятий, характеристики вытеснения, прогнозирование добычи нефти, месторождение нефти, методы увеличения нефтеотдачи, методы интенсификации притока нефти.

Объектом исследования является X нефтяное месторождение Томской области.

Цель работы – оценка эффективности основных геолого-технических мероприятий по повышению притока нефти на X нефтегазовом месторождении.

Область применения: месторождения Томской области на завершающей стадии разработки.

В результате исследования рассмотрены геолого-технические мероприятия, проведен анализ их применения в условиях Томской области, проведена оценка эффективности геолого-технических мероприятий и прогнозирование добычи нефти на исследуемом месторождении.

Обозначения, определения и сокращения

ГТМ - геолого-технические мероприятия;

КО - кислотная обработка;

ПЗП - призабойная зона пласта;

ГДИС - гидродинамические исследования скважин;

ГРП - гидравлический разрыв пласта;

ПАВ - поверхностно-активные вещества;

КИН - коэффициент извлечения нефти;

МУН - методы увеличения нефтеотдачи;

ПП - продуктивный пласт;

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

ПНГ - попутный нефтяной газ;

ГДВ - гидродинамическое воздействие;

ПДС - полимердисперсная система;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГНЗ – газонефтяная зона;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГС – горизонтальная скважина;

ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

МИП - методы интенсификации притока;

ППД – поддержание пластового давления;

ЭЦН – электроцентробежный насос

ВГВ- водогазовое воздействие.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НЕФТЕОТДАЧИ	13
1.1 Классификация геолого-технических мероприятий	13
1.2 Общая характеристика современных геолого-технических мероприятий	15
1.2.1 Гидроразрыв пласта	15
1.2.2 Методы увеличения нефтеотдачи	19
1.2.3 Методы интенсификации притока	24
1.2.4 Реперфорация	28
1.2.5 Зарезка боковых стволов	32
1.3 Взаимосвязь применения ГТМ и геологических условий пласта	35
1.4 Контроль и регулирование разработки месторождения	39
2 КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	43
2.1 Общие сведения о месторождении	43
2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	43
2.2.1 Литологическая характеристика	43
2.2.2 Тектоника	44
2.2.3 Нефтегазоносность	45
2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов	47
2.4 Свойства и состав пластовых флюидов	49
2.4.1 Свойства пластовой нефти	49
2.4.2 Свойства и состав пластовых вод	50
2.5 Сведения о запасах нефти	51
2.6 Состояние разработки месторождения	52
2.7 Обоснование выбора технологий воздействия на продуктивные пласты	54
2.8 Анализ эффективности мероприятий по повышению притока нефти на месторождении	61
2.9 обоснование комбинированного воздействия растворами поверхностью- активных веществ и плазменно-импульсной повышения нефтеотдачи пластов	64
2.9.1 Последовательность проведения работ при комбинированном воздействии растворами поперностно-активных веществ и плазменного-импульсной технологией	65
2.9.2 Технология комбинированного воздействия растворами поверхностью- активных веществ и плазменно-импульсной технологией	68
2.9.2.1 Описание технологического процесса закачки растворов поперностно- активных веществ в пласт	68
2.9.2.2 Технология комбинированного воздействия для обработки нагнетательных скважин	69
2.9.2.3 Технология комбинированного воздействия для обработки добывающих	

горизонтальных скважин	71
3 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	73
3.1 Характеристики вытеснения	73
3.2 Прогноз технологического эффекта от применения комплекса ГТМ с применением характеристик вытеснения	76
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	85
4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения комплекса геолого- технических мероприятий	86
4.1.1 Выручка от реализации	87
4.1.2 Затраты на проведение комплекса ГТМ	88
4.1.3 Прибыль от реализации	90
4.2 Расчет экономических показателей проведения комплекса ГТМ	91
4.3 Экономическая оценка комплекса геолого-технических мероприятий	93
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	99
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
5.2 Производственная безопасность	101
5.3 Экологическая безопасность	108
5.4 Безопасность чрезвычайных ситуация	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	113
Список использованных источников и литературы	115
ПРИЛОЖЕНИЕ А	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	122
ПРИЛОЖЕНИЕ В	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	125

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с увеличением доли трудноизвлекаемых углеводородов и падением общего уровня их добычи возникает необходимость применения комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов на большей части разрабатываемых нефтяных месторождений в России. Рентабельность разработки зависит как от количества проведенных мероприятий, так и от их эффективности. Каждое мероприятие, проведенное на месторождении, должно быть экономически эффективным. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий для конкретных месторождений и продуктивных пластов позволяет достигать и превышать проектные показатели добычи.

Большая часть месторождений Западной Сибири разрабатывается согласно уточненным проектам разработки, которые составляются на завершающих стадиях разработки после извлечения основных извлекаемых запасов месторождения. В уточненных проектах по результатам реализации проектов разработки предусматриваются мероприятия по интенсификации и регулированию процесса добычи нефти, по увеличению эффективности методов применения методов повышения. Актуальность выбранной темы обусловлена необходимостью планирования и расчета геолого-технических мероприятий и прогнозирования их применения для эффективного управления процессами нефте- и газодобычи.

Предметом исследования являются предлагаемые в работе геолого-технические мероприятия.

Объектом исследования является нефтегазовое месторождение X.

Цель работы – оценка эффективности основных геолого-технических мероприятий по повышению притока нефти на X нефтегазовом месторождении.

Задачи работы:

1. Проанализировать применение геолого-технических

мероприятий на нефтегазовых месторождениях Томской области;

2. Проанализировать геолого-промысловую характеристику месторождения X и состояние его разработки;

3. Оценить эффективность применения геолого-технических мероприятий, проводимых на месторождении X;

Методы исследования: работа выполнена с использованием пакета программ Microsoft Office.

1 ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НЕФТЕОТДАЧИ

Использование методов повышения нефтеотдачи началось с самого начала разработки нефтяных месторождений. В первые годы находок нефти, нефтяники использовали простые методы добычи: выкачивали нефть из скважин и откачивали воду. Весенний паводок пополнял запасы подземной воды, и это помогало продолжить добычу.

Следующим этапом в развитии методов добычи нефти стали гидравлические пробки. Это были специальные устройства, устанавливаемые в скважинах, позволяющие контролировать расход нефти и уменьшать приток воды.

В середине XX века были использованы гидроразрывные работы – технологии, которые позволяют повысить проницаемость горных пород и, следовательно, добычу нефти. В результате гидроразрыва породы разрушаются и расширяются, иначе говоря, создается путь для нефти и газа внутри горной породы.

В настоящее время широко применяются различные методы увеличения нефтеотдачи, такие как: воздействие на залежи химическими реагентами, использование различных инъекционных скважин (воды, газа, воздуха и т.д.), технологии многократного закачивания воды в скважины, технологии разработки отложений, с помощью которых удаляется из скважин остаточная нефть.

1.1 Классификация геолого-технических мероприятий

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) - работы, проводимые на месторождениях с целью контроля проектных показателей разработки. Основная цель ГТМ - увеличение дебита скважин.

Геолого-технические мероприятия проводятся на всех этапах разработки месторождений. Но наиболее интенсивно – на поздних стадиях. На старых месторождениях с падающей добычей и растущей обводненностью проведение

ГТМ особенно актуально.

Программа применения ГТМ направлена на решение следующих задач:

1. Обеспечение суточной производительности скважин на проектном уровне;
2. Сокращение бездействующего фонда скважин;
3. Выполнение лицензионных обязательств по поддержанию действующего фонда скважин;

Подбор эффективных геолого-технических мероприятий на каждом нефтяном месторождении – одна из основных задач геологической службы предприятия. Как правило, мероприятия планируются ежегодно при подготовке бизнес-плана нефтедобывающего предприятия. А впоследствии ежемесячно уточняются и корректируются.

ГТМ служат, в основном, для увеличения производительности скважин. Существует две возможности увеличить производительность:

- Увеличение депрессии на пласт путем снижения забойного давления и увеличение пластового давления;
- Уменьшение сопротивления в призабойной зоне пласта (ПЗП) - снижение скин-фактора.

Исходя из этих двух способов, на рисунке 1 представлена классификация ГТМ [1].

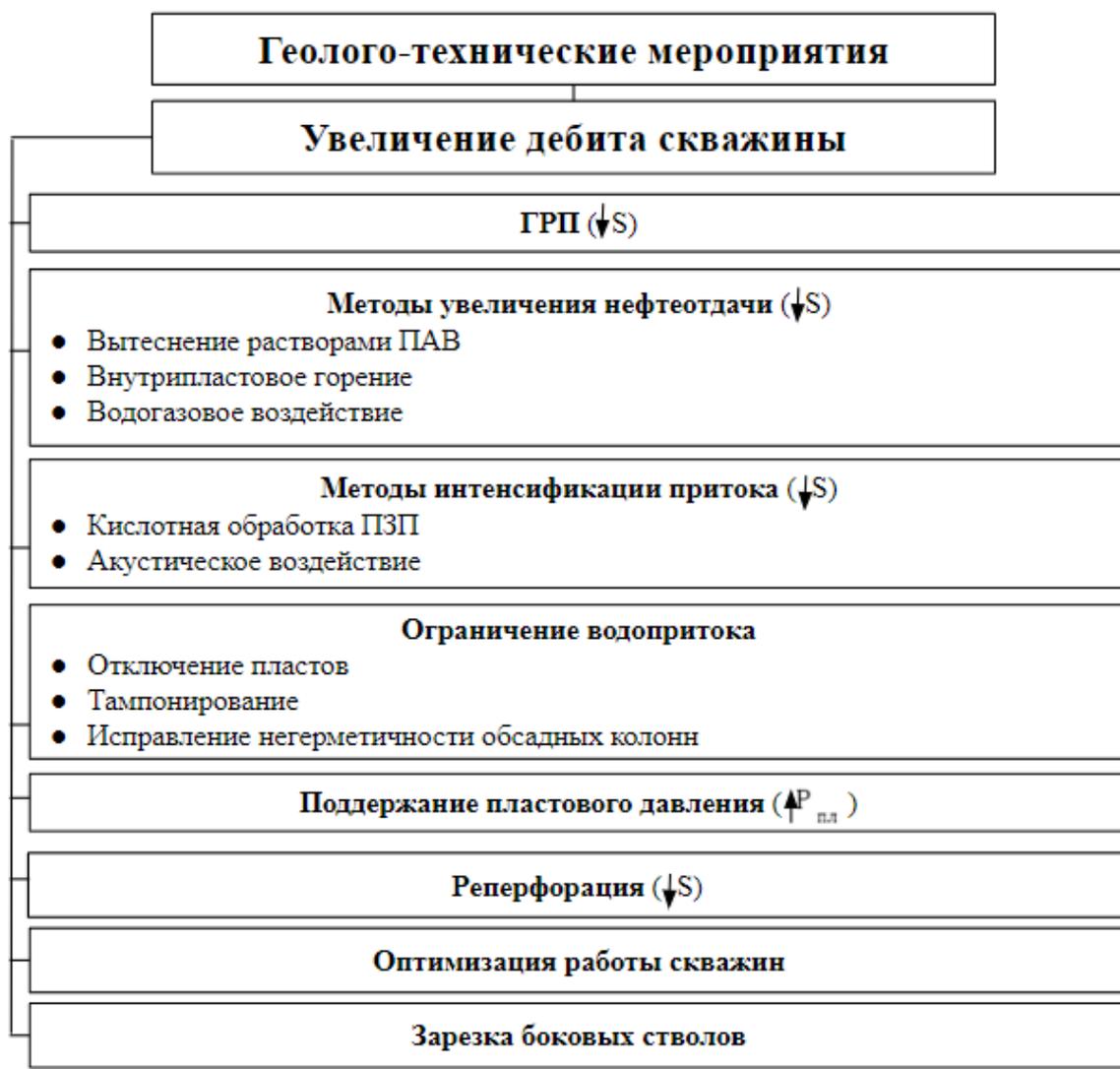


Рисунок 1 – Классификация геолого-технических мероприятий

1.2 Общая характеристика современных геолого-технических мероприятий

Рассмотрим наиболее актуальные для Западной Сибири геолого-технические мероприятия [2].

1.2.1 Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта является самым широко используемым методом в условиях Западной Сибири. Суть метода заключается в создании трещины высокой проводимости в пласте для обеспечения притока. ГРП одновременно можно отнести и к методам увеличения нефтеотдачи, и к методам интенсификации притока, так как с одной стороны ГРП увеличивает площадь фильтрации, следовательно, увеличивает дебит, с другой стороны трещина

позволяет эксплуатировать ранее не затронутые области пласта, то есть увеличивается коэффициент охвата по площади.

Основными целями проведения операции ГРП являются:

- Изменение темпов падения добычи за счет уменьшения сопротивления течению потока в ПЗП при закупоривании пространства АСПО, солями и др.
- Восстановление продуктивности скважин после проведения ремонтных работ;
- Увеличение КИН;
- Уменьшение выноса песка из высокопроницаемых слабосцементированных пластов.

Процесс ГРП представляет собой процесс закачки жидкости в пласт при давлении, превосходящем давление разрыва породы, при котором происходит образование трещины. Для транспортировки проппанта, применяемого в качестве расклинивающего агента, используют инертные гели. Проппант (отсортированный песок высокого качества или искусственный проппант) служит для предотвращения смыкания трещины. Проппант должен выдерживать напряжение смыкания горных пород. Проницаемость и проводимость закрепленной проппантом трещины высока по сравнению с проницаемостью пласта. В карбонатных коллекторах для растворения породы вдоль трещины может быть использована кислота. Создание высокопроводимой трещины ведет к увеличению темпов отбора жидкости из пласта.

Различают трещины ограниченной и неограниченной проводимости: для трещин ограниченной проводимости ее проницаемость не более чем в 10 раз превышает проницаемость ГП, для трещин неограниченной – превышает более чем в 10 раз.

Существуют следующие факторы, которые могут ограничивать добычу после проведения ГРП:

- Штуцерный эффект – при увеличении депрессии в пласте производится откачивание проппанта из ствола скважины после выполнения ГРП, при этом

может происходить сжатие трещины, что значительно ухудшает фильтрационно-емкостные свойства ПЗП;

- Разрушение проппанта – при избыточном давлении закачивания проппанта и жидкости разрыва проппант начинает разрушаться внутри ПЗП, значительно ухудшая фильтрационно-емкостные свойства ПЗП;
- Вдавливание проппанта в стенки скважины – при большом давлении закачивания проппанта и слишком больших объемов его закачки происходит вдавливание частиц проппанта в стенки скважин.

Требования, предъявляемые к скважинам-кандидатам для проведения ГРП представлены в таблице 1 [3].

Таблица 1 – Минимальные требования к параметрам скважин-кандидатов для проведения гидравлического разрыва пласта

Параметр	Нефтяной пласт
Насыщение углеводородами	>40%
Обводненность	<50%
Пластовое давление	<70%
Мощность пласта	>5 м
Проницаемость	1-50 мД
Пропускная способность системы сбора	Резервная мощность - 25%

Различают следующие виды ГРП:

- Традиционный ГРП – в скважину закачивается жидкость с большой скоростью и под большим давлением, далее формируется трещина, в которую закачивают расклинивающий материал – проппант;
- Технология концевое экранирование – создаются короткие трещины шириной до 30 мм. Данная операция проводится в основном на высокодебитных скважинах;

- Кислотный ГРП – в скважину закачивается кислота под давлением, достаточным для образования и развития трещины. При реакции кислоты с породой происходит ее растворение. После снятия нагрузки и закрытия трещины остаются глубокие высокопроводящие каналы, обеспечивающие увеличения притока к стволу скважины;
- Массивный ГРП – закачка большого объема проппанта (свыше 150 т) в пласты с низкой проницаемостью, слагаемые твердыми песчаниками.

ГРП позволяет увеличить производительность работы скважины за счет увеличения ее эффективного радиуса и прорыва загрязненного участка ПЗП путем создания канала высокой проводимости. Важнейшими характеристиками создаваемой трещины являются геометрические параметры – длина, ширина, высота, – а также ее ориентация в пространстве - азимут. Эти параметры взаимосвязаны и определяются горными напряжениями.

Очень важна ширина трещины, так как ее произведение на проницаемость трещины определяет ее проводимость - способность проводить флюид к скважине. Высота трещины важна с точки зрения ее соотношения к эффективной толщине продуктивного пласта. Избыточная высота трещины ограничивает длину трещины, которая могла быть достигнута при данном объеме закачки. Длина трещины показывает степень ее развития вглубь пласта. Длина трещины определяет площадь зоны дренирования жидкости из пласта. Прогнозирование данных параметров осуществляется на стадии проектирования трещины.

Жидкости ГРП предназначены для создания и развития трещины, а также для транспортировки проппанта в созданную трещину. После создания трещины и завершения процесса ГРП проппант должен удерживать трещину в открытом состоянии под воздействием горных напряжений, чтобы сохранить ее проводимость. Состав жидкости ГРП указан на рисунке 2.

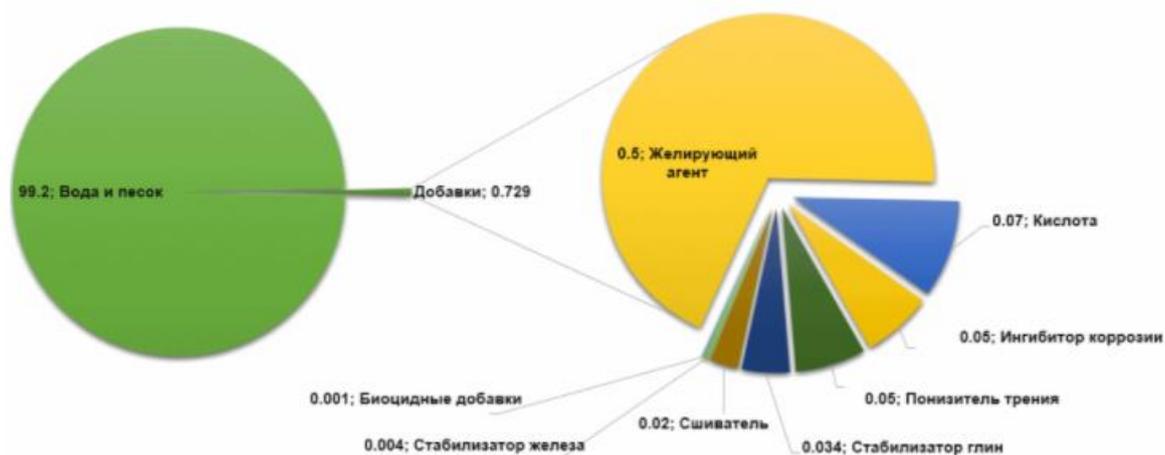


Рисунок 2 – Состав жидкости гидравлического разрыва пласта

Необходимым свойством жидкости разрыва является ее способность транспортировать проппант во взвешенном состоянии через поверхностное оборудование, НКТ и перфорационные отверстия в пласт. Эта способность зависит от вязкости, а также размера, плотности и концентрации проппанта. Жидкости ГРП зависят от химических добавок, используемых для обеспечения их вязкостных характеристик. Жидкости ГРП изготавливаются из ньютоновских жидкостей, вязкость которых при данной температуре является постоянной величиной. При добавлении полимеров в ньютоновские жидкости их вязкостные характеристики совершенствуются, и жидкость становится неньютоновской. Вязкость загущенной жидкости определяется как функция скорости сдвига. Чем больше скорость сдвига, тем меньше вязкость.

1.2.2 Методы увеличения нефтеотдачи

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) позволяют использовать в разработке остаточные, ранее недренируемые запасы, которые не получается добыть при обычном заводнении. МУН разделяют на физико-химические, газовые, тепловые и микробиологические методы [4].

Физико-химические методы улучшают заводнение путем снижения межфазного поверхностного натяжения и изменения соотношения подвижностей фаз. Механизмы воздействия и области применения методов в таблице 2.

Таблица 2 – Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

Метод	Механизм воздействия	Область применения
Вытеснение растворами ПАВ	ПАВ способствуют снижению поверхностного натяжения между нефтью и водой, т.е. происходит увеличение краевого угла смачивания частиц породы, следовательно, уменьшается натяжение смачивания. Технология закачки раствора ПАВ проста, не влечет за собой существенных изменений системы разработки.	Метод не рекомендуется использовать при высокой вязкости нефти, при высокой обводненности пласта, свыше 70 %, в неоднородных пластах.
Вытеснение растворами полимеров	В пласт в виде оторочки нагнетается водный раствор высокомолекулярного полимера, способствующего значительному повышению вязкости воды, что приводит к снижению ее подвижности и повышению охвата пласта заводнением. Оторочка продвигается под воздействием обычной воды.	На обводненных месторождениях. Предпочтение отдается неоднородным пластам с высокой вязкостью нефти с целью повышения охвата пластов заводнением.
Вытеснение щелочными растворами	Щелочные химические реагенты взаимодействуют с кислыми компонентами нефти и обеспечивают образование ПАВ непосредственно в пластовых условиях, которые снижают межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть-раствор щелочи и увеличивают смачиваемость породы водой.	В пластах высоковязкой нефти и предпочтителен по неоднородным по проницаемости пластам, терригенных коллекторах.
Мицеллярное заводнение	В мицеллярной системе нефть становится растворимой. При заводнении пластов с оторочек мицеллярного раствора происходит увеличение коэффициента вытеснения и охвата.	В песчаных пластах. Мицеллярные растворы могут применяться и при первичном вскрытии. Плотность сетки должна быть невысокой (меньше 500 м).

Вытеснение углекислотой	Присутствие в воде CO ₂ способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна породы. Вследствие этого капли нефти свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается.	Применение метода желательно на месторождениях, где реализуется активная система разработки. Для маловязкой нефти и слабой неоднородности пласта CO ₂ целесообразно применять с начала разработки.
-------------------------	---	---

Газовые методы основаны на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет 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 использование недорогого агента – воздуха, использование природной энергетики пласта – повышенной пластовой температуры для самопроизвольного инициирования внутрипластовых окислительных процессов и формирования высокоэффективного вытесняющего агента. Газовые методы рассмотрены в таблице 3.

Таблица 3 – Газовые методы увеличения нефтеотдачи

Метод	Механизм воздействия	Область применения
Водогазовое воздействие	Газ занимает крупные поры в верхней части пласта, вода мелкие поры в нижней части. Циклическое нагнетание будет обеспечивать увеличение вытеснения нефти на величину предельной газонасыщенности (10-15%), при которой газ неподвижен.	Низкопроницаемые пласты, насыщенных легкими и маловязкими нефтями.
Закачка растворителя и газа высокого давления	Применение технологий водогазового воздействия с одновременной закачкой растворителя.	

Одними из самых эффективных методов для добычи высоковязких нефтей являются тепловые методы, когда в продуктивный пласт вводится тепло. При этом вязкость нефти снижается, а нефтеотдача увеличивается. Тепловые методы представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Метод	Механизм воздействия	Область применения
Внутрипластовое горение	Создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счет окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом воздуха. Используется энергия, получаемая при сжигании тяжелых фракций нефти, которые поддерживают горение.	Пласты с глубиной залегания до 1200 м, толщина пласта не более 5 м.
Площадная закачка пара	Непрерывное вытеснение нефти оторочкой горячего пара, поступающего через нагнетательные скважины .	Однородные, не трещиноватые пласты. В завершающей стадии разработки с целью сокращения затрат.
Пароциклические обработки	Технология включает 3 стадии: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча нефти. После снижения дебита до первоначального проводят второй цикл.	Залежи с аномально вязкой нефтью, в комбинации с площадной закачкой, в маломощных пластах.

Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи (таблица 5) представляют собой технологии гидродинамического воздействия на продуктивные пласты с целью обеспечения высокой эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр при режиме вытеснения нефти водой. Мероприятия по гидродинамическому воздействию оказывают влияние на слабо дренируемые запасы нефти и вовлекают в разработку недренируемые балансовые запасы в объекте разработки.

Таблица 5 – Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи

Метод	Механизм воздействия	Область применения
Форсированный отбор жидкости	Поэтапное создание более высоких депрессий на пласта, из-за чего в разработку вовлекаются менее проницаемые интервалы пласта.	Скважины с высокой продуктивностью и запасом пластового давления.
Создание высоких давлений нагнетания	Увеличение репрессии в связи увеличения давления нагнетания. Образование трещин в пласте при давлениях, близких к гидростатическому.	Однородные, не трещиноватые пласты.
Циклическое заводнение	Периодическое изменение давлений закачки воды при одновременном изменении режимов отбора жидкости	Неоднородные, слоистые, трещиноватые коллекторы.
Изменение направления фильтрационных потоков	Поэтапный перенос зон нагнетания на месторождении. В результате переноса нагнетания происходит изменение направлений фильтрационных потоков и нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны пласта, не охваченные разработкой.	Месторождения с обширной системой ППД.

Микробиологические методы – новая технология для извлечения остаточной нефти, которую невозможно извлечь другими способами. Дополнительная добыча нефти с помощью микроорганизмов основывается на способности микроорганизмов расти в широком диапазоне температур, давлений, солёности вод, в аэробных и анаэробных условиях, а также их способность использовать для роста и жизнедеятельности нефть в качестве источника питания. В результате их жизнедеятельности образуются газы (CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2), органические и жирные кислоты, растворители, поверхностно-активные вещества, ферменты, разнообразные полимеры. Основные области

применения метода – это стимуляция скважин, очистка скважин от парафина, изменение вязкости флюидов, повышение нефтеотдачи пластов. Механизмы увеличения нефтеотдачи базируются на свойствах микробных метаболитов, под действием которых могут меняться свойства пород, нефти и пластовых вод. Так, газы способствуют разбуханию нефти, снижению ее вязкости и увеличению пластового давления. Органические кислоты, способные растворять кальциты, увеличивают пористость и проницаемость пород. БиоПАВ и жирные кислоты могут снижать межфазное натяжение на границе вода – нефть, могут способствовать мицеллообразованию. Ферменты микроорганизмов вызывают деструкцию тяжёлых нефтей и битумов и в сочетании с биоПАВ увеличивают их подвижность. Образующиеся растворители типа ацетона, метанола, этанола, бутанола разжижают нефть. Биополимеры способны увеличивать вязкость пластовых вод, могут закупоривать поры и трещины.

Микробиологические методы в настоящее время развиваются в двух направлениях: - введение в пласт бактериальной продукции, полученной на поверхности (микроорганизмы выращивают в ферментерах большой емкости), затем используют или культуральную жидкость, содержащую нужные метаболиты, или выделяют и получают метаболиты в чистом виде; - образование нефтевытесняющих продуктов микроорганизмами непосредственно в пласте.

1.2.3 Методы интенсификации притока

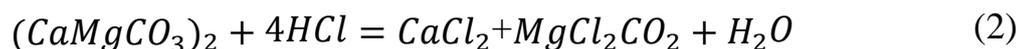
Методы интенсификации притока (МИП) - комплекс мероприятий по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в ПЗП. Цель МИП - улучшение фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП. Фильтрационно-емкостные свойства ПЗП ухудшаются в течении всего использования пласта - бурении скважин, вскрытии пласта, цементировании обсадной колонны, перфорировании и добычи флюида.

Методы интенсификации притока увеличивают текущую добычу нефти, методы увеличения нефтеотдачи - конечную нефтеотдачу. Но невозможно четко разграничить все ГТМ на методы, увеличивающие только текущую или только

конечную нефтеотдачу, так как любой из методов воздействия является и интенсифицирующим, и увеличивающий конечную нефтеотдачу. Отнесение какого-либо из мероприятий к МУН или МИП показывает, какое из свойств преобладает в конкретном методе.

Кислотная обработка

Кислотная обработка (КО) – метод стимуляции ПЗП за счет химического растворения минералов, составляющих поверхность порового пространства и заполняющих его. Различают КО карбонатов и силикатов. Карбонатные породы, состоящие главным образом из известняков (CaCO_3) и доломитов ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), быстро растворяются в соляной кислоте (HCl) и создают продукты реакции, легко растворяющиеся в воде:



Реакция между плавиковой кислотой и песчаником происходит гораздо медленнее, чем между соляной кислотой и карбонатными породами. В данном случае целью обработки кислотой является разблокировка существующих каналов путем растворения загрязнений, заполняющих промежуточное поровое пространство, а не создание новых каналов. Плавиковая кислота быстрее реагирует с минералами из серии песчаников, чем с кварцем. Кислотные реакции, вызываемые сопутствующими минералами – глинами, полевыми шпатами и слюдами, могут создавать отложениями, приводящими к закупориванию. Значительная часть проектирования кислотной обработки песчаника направлена на предотвращение этого процесса.

При выборе добывающей скважины для кислотной обработки необходимо знать: результаты промысловых исследований, коллекторские свойства пласта, свойства глинистого раствора, используемого при вскрытии продуктивного пласта, его толщину, расстояние от нижних перфорационных отверстий до водонефтяного контакта, пластовое давление. При проведении КО пласт промывают соляной кислотой для растворения карбонатных минералов. Затем закачивается глинокислота HF-HCl , а после пласт промывается раствором на

нефтяной основе. В результате продукты реакции выносятся далеко за пределы околоскважинного пространства.

На основании характеристики минерального и химического состава породы, в зависимости от возможности выпадения загрязняющих соединений в осадок, в таблице 6 приводятся основные рекомендации составу раствора для ОПЗ [5].

Таблица 6 – Рекомендации по выбору состава кислоты

Характеристика пласта	Рекомендуемая кислота
Растворимость породы в HCl > 15%	Только HCl
10% < растворимость породы в HCl < 15%	Увеличить объем промывки HCl
Высокопроницаемый коллектор (> 100 мД)	
Высокое содержание кварца (до 80%), низкое содержание глины (около 5%)	12 % HCl – 3 % HF
Высокое содержание полевого шпата	13,5 % HCl – 1,5 % HF
Высокое содержание глин (> 10%)	6,5 % HCl – 1 % HF
Высокое содержание хлорита в глине	3 % HCl – 0,5 % HF
Низкопроницаемый коллектор (< 100 мД)	
Высокое содержание кварца (80%), низкое содержание глины (5%)	6 % HCl – 1 % HF
Высокое содержание полевого шпата (> 15%)	(> 15%) 6 % HCl – 0,5 % HF
Высокое содержание глин (> 10%)	6 % HCl – 0,5 % HF
Высокое содержание хлорита в глине	3 % HCl – 0,5 % HF

Давление закачки кислоты в пласт должно быть меньше давления гидроразрыва пласта, для того чтобы обеспечить равномерную обработку ПЗП.

Акустическое воздействие на призабойную зону пласта

С помощью циклических вибрационных акустических воздействий можно изменить влияние капиллярных процессов, снизить начальное дополнительное фильтрационное сопротивление. Исследования акустического воздействия сводилось к решению задачи определения односторонне направленного движения вязкой жидкости по узкому каналу, стенки которого подвержены деформации в виде бегущих волн с малой амплитудой. Было установлено, что для узких каналов и волн, частоты которых ниже ультразвуковых, возможно возникновение мощных односторонних направленных течений. Если скорость распространения волны по стенкам трубки совпадает со скоростью распространения продольных волн в пористых средах, то скорость дополнительного течения составляет около $5 * 10^{-2}$ м/с, что на несколько порядков превышает скоростью фильтрации под действием постоянного перепада давления – депрессии на пласт.

Для возбуждения звука в стволе скважины чаще всего используются жидкостные свистки, вихревые камеры или вихревые генераторы. В результате прохождения в них жидкости часть энергии вихревого движения переходит в энергию акустических волн.

Классификация аппаратуры для возбуждения звука в стволе скважины представлена в таблице 7 [5].

Таблица 7 – Классификация акустической аппаратуры

Излучатель	Принцип работы	Технические характеристики
Гидроакустический (сирена)	Преобразование энергии потока жидкости в энергию упругих колебаний	Диапазон частот 100-10000 Гц, предельное звуковое давление до 2 МПа, интенсивность до 50 кВт/м
Самодвижущийся золотниковый вибратор	Аналогично гидроакустическому	Частота зависит от скорости потока и расхода жидкости, диапазон частот 100-500 Гц, импульсное давление до 15

		МПа
Пьезокерамический	Преобразование электрической энергии в акустическую за счет пьезоэффекта – возникновение напряжения между поверхностями деформируемого тела	Диапазон частот 1-100 кГц, интенсивность до 50 кВт/м, КПД до 60%

При методе очистки ПЗП, загрязненной в процессе вскрытия при эксплуатации или ремонте скважины вследствие попадания промывочного раствора, комплексы геофизических исследований показали, что в результате акустического воздействия увеличивается работающая толщина пласта, возрастает ее продуктивность, облегчается освоение скважин.

1.2.4 Реперфорация

По принципу действия технических средств выделяют взрывные, гидродинамические, механические и химические методы перфорации [6].

К взрывным методам относятся пулевая, торпедная и кумулятивная перфорации.

Пулевая перфорация осуществляется пулевым перфоратором в котором имеются камеры с взрывчатым веществом, детонатор и пуля, диаметр которой обычно составляет 12,5 мм. В результате практически мгновенного сгорания заряда давление на пулю достигает 2 тыс. МПа. Под действием давления пуля пробивает обсадную колонну, цементный камень и породу, образуя перфорационный канал длиной до 150 мм. Существуют пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикальными стволами. Торпедная перфорация осуществляется разрывными снарядами различного диаметра. При попадании снаряда в ГП происходит взрыв внутреннего заряда снаряда и дополнительное воздействие на ГП в виде образования системы трещин. Длина перфорационных каналов достигает 160 мм. Торпедная перфорация осуществляется аппаратами с

горизонтальными стволами. Кумулятивная перфорация осуществляется за счет фокусирования продуктов взрыва заряда специальной формы. Заряд облицован тонким медным покрытием. При его подрыве медная облицовка расплавляется, смешивается с газами и в виде газометаллической фокусированной струи прорезает канал в колонне, цементном камне и ГП. Давление в струе достигает 0,3 млн. МПа, а скорость – 8 км/с. При этом образуется перфорационный канал длиной до 350 мм и диаметром до 14 мм. Кумулятивные перфораторы делятся на корпусные и бескорпусные, но снаряды в них располагаются всегда горизонтально.

Самым распространенным гидродинамическим методом является гидropескоструйная перфорация (ГПП). Основой метода является использование кинетической энергии жидкостно-песчаных струй, формируемых в насадках гидropескоструйного перфоратора. Высокоскоростные жидкостно-песчаные струи обладают абразивным действием, что позволяет направленно воздействовать на обсадную колонну, создавая в ней каналы различной ориентации. Гидropескоструйный перфоратор закрепляется на нижнем конце колонны НКТ и спускается в скважину на заданную глубину. На поверхности используется специальное оборудование – устьевая арматура, насосные и пескосмесительные агрегаты. Жидкостно-песчаная смесь закачивается в НКТ насосным агрегатом под высоким давлением.

При фиксированном положении перфоратора в породе образуются грушеобразные каверны. Форма и размеры каверны зависят не только от прочности ГП, но и от скорости жидко-песчаных струй, содержания в ней песка, размера песчинок, а также продолжительности воздействия. Каверна обычно заполнена песком.

Также к гидродинамическим методам относится гидромеханическая щелевая перфорация (ГМЩП). Выполняется с помощью гидромеханического щелевого перфоратора, который представляет собой прибор цилиндрической формы, имеющий наружный диаметр, соответствующий для работы в эксплуатационных колоннах (146 мм, 168 мм, 178 мм, и т. д.), и состоящий из

двух дисков, двух насадок и нескольких гидравлических каналов.

Перфоратор крепится к колонне НКТ и спускается в интервал перфорации. Далее на верхнюю НКТ навинчивается вертлюг с грязевым шлангом, соединяющий колонну НКТ с агрегатом. В колонну НКТ подается жидкость, которая достигает перфоратора и проходит насквозь через гидравлические каналы, заполняя затрубное пространство до тех пор, пока не будет достигнута циркуляция подаваемой жидкости из затрубного пространства. После этого в колонну НКТ сбрасывается шар, закрывающий сквозной канал перфоратора, достигается рост давления в НКТ. Прибор приходит в рабочее состояние, выдвигаются два режущих диска, упираясь в эксплуатационную колонну. С начальным давлением 20 атм. Начинается возвратно-поступательное движение лифта НКТ с перфоратором по интервалу перфорации. Затем, увеличивая давление до 150 атм., вскрывается эксплуатационная колонна. После вскрытия эксплуатационной колонны перфоратор устанавливается в кровлю пласта и начинается процесс одновременной двухсторонней гидравлической обработки ПЗП жидкостью вскрытия при давлении 150-200 атм. Расход жидкости в среднем составляет 4-5 л/сек. Достигнув подошвы пласта, агрегат осуществляет сброс давления до отметки 0 атм, режущие лезвия приводятся в транспортное положение, перфоратор готов к вскрытию следующего интервала или подъему на поверхность.

Преимущества метода ГМЦП:

- Отсутствие ударного воздействия на колонну;
- Сохранение целостности цементного кольца выше и ниже интервала перфорации;
- Большая площадь вскрытия ;
- Проведение обработки призабойной зоны жидкостью вскрытия;
- Возможность освоения скважины свабированием без подъема перфоратора.

Данный метод рекомендуется к применению:

- в скважинах после ремонтно-изоляционных работ;

- в скважинах с неудовлетворительным качеством цементного кольца;
- в скважинах перед проведением ГРП – наличие обширной площади вскрытия обеспечивает беспрепятственное прохождение рабочих агентов в пласт;
- реперфорация после проведения кумулятивной перфорации – количество отверстий и каналов не всегда обеспечивает достаточное вскрытие пласта;
- в скважинах с высоким содержанием АСПО, с вязкой нефтью – при проведении ГМЦП использование специальных растворителей или подогретой жидкости вскрытия при обработке ПЗП дает возможность термического воздействия на ПЗП и скважину, воздействуя на АСПО;
- в скважинах непосредственно после бурения – после бурения пзп загрязняется фильтратом бурового раствора, что влечет к снижению коллекторских свойств ПЗП. метод ГМЦП позволяет осуществить воздействие на закольматированный участок, способствуя повышению гидродинамических свойств ПЗП.

Механический метод является сравнительно новым и осуществляется сверлящим перфоратором. Он представляет собой корпус с электромотором, сверло расположено внутри горизонтально. Выход сверла определяется диаметром корпуса. Отверстия при сверлении получаются около 14-16 мм, при сверлении обсадной колонны давление цементный камень является малым, он не повреждается. Поверхность канала получается гладкой, а горная порода не уплотненной. Отсутствуют заусенцы на внутренней поверхности обсадной колонны.

Данный метод позволяет вскрывать продуктивные горизонты вблизи ВНК, избегая преждевременного обводнения. Недостатком является ограниченный выход сверла, перфорация данным методом не всегда обеспечивает эффективное вскрытие.

При использовании химических методов скрывание происходит за счет химической реакции. Обсадная колонна просверливается в соответствии с

выбранной плотностью перфорации до спуска ее в скважину, на поверхности. Просверленные отверстия закрываются, например, магниевыми пробками, длина которых равна сумме толщины обсадной колонны и толщины цементного кольца. Затем обсадная колонна спускается в скважину и производится ее цементирование. После схватывания цементного раствора в скважину закачивается расчетное количество раствора соляной кислоты, которое продавливается до интервала вскрытия. Взаимодействие солянокислотного раствора с магниевыми пробками приводит к их растворению, через определенное время магниевые пробки растворяются полностью, раскрывая просверленные в обсадной колонне отверстия и отверстия, образовавшиеся в цементном камне. В результате этого создается хорошая гидродинамическая связь призабойной зоны с полостью скважины.

1.2.5 Зарезка боковых стволов

Бурение боковых стволов снижает стоимость строительства горизонтальных скважин. Помимо увеличения производительности скважин, зарезка боковых стволов (ЗБС) позволяет отбирать УВ из коллекторов, ранее не охваченных разработкой. Многоствольные разветвления из существующих скважин улучшают условия вскрытия продуктивного пласта. Небольшие изолированные залежи УВ могут быть вскрыты скважинами с большими отходами от вертикали, например, многоствольными. В среднем горизонтальные скважины по производительности превосходят вертикальные в 3-4 раза.

ЗБС часто производится в случае, если скважина вскрыла газовую шапку или прошла вблизи нее, а также при наличии подстилающей воды - при большом увеличении газа или воды в добываемой продукции. При отсутствии газовой шапки традиционным способом отсрочить прорыв воды является перфорация только верхней части продуктивного интервала. Однако во многих случаях при радиальном притоке даже создаваемой депрессии бывает достаточно, чтобы подтянуть воду к зоне перфорации в виде конуса. Стволы горизонтальных скважин располагаются ближе к кровле продуктивного пласта, поэтому перепад давления, перпендикулярный оси скважины, приводит к подъему воды в виде треугольной призмы, а не конуса. Для образования призмы необходимо вытеснить намного

больше нефти, чем для образования конуса, то есть отдача пласта увеличивается за счет геометрических характеристик водяного потока.

В отложениях, склонных к выносу песка, бурение боковых стволов может исключить необходимость спуска дорогостоящих гравийных фильтров, используемых для борьбы с песком. В отличие от вертикальных скважин, горизонтальные скважины позволяют отбирать больше продукции при меньших депрессиях на пласт.

Многопластовые месторождения намного более удобно вскрывать, используя бурение боковых стволов. Если отдельные пласты имеют достаточную мощность для размещения в них горизонтальных стволов, то наиболее эффективным будет бурение нескольких расположенных друг над другом боковых стволов в эти пласты из одной скважины. Меняя протяженность вскрытия каждого пласта обратно пропорционально интенсивности притока, можно поддерживать равномерную удельную отдачу пластов.

Более дешевым решением такой проблемы является вскрытие всех пластов одним наклонным боковым стволом. При проектировании траектории такого бокового ствола можно предусмотреть увеличение протяженности вскрытия пластов с меньшими дебитами, чтобы поддерживать удельную отдачу пластов на приблизительно одном уровне. Однако, в случае обводнения одного из высокопроизводительных пластов, изолировать его будет гораздо сложнее, чем в многоствольной скважине.

В сравнении с вертикальной скважиной, наклонный боковой ствол может значительно увеличить темп отбора из тонкослоистого месторождения, где из-за малой мощности невозможно разместить горизонтальные стволы в каждом пропластке.

Ввиду особых условий осадконакопления стратиграфическое строение некоторых залежей обеспечивает условия миграции УВ в горизонтальном и вертикальном положении. Вертикальная составляющая проницаемости вследствие напластования очень мала и остается практически постоянной с изменением глубины, ее значения в среднем меньше горизонтальной в 3-10 раз для месторождений Западной Сибири. Но часто вертикальная проницаемость будет

еще меньше, так как отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной для отдельной взятого однородного пласта будет выше, чем для нескольких неоднородных пропластков. Для усреднения вертикальной проницаемости следует использовать результаты кернового анализа по всей мощности пласта, а не только по его продуктивной части.

Больше всего горизонтальных скважин бурят в трещиноватых коллекторах. Когда горизонтальные скважины бурятся перпендикулярно плоскостям природных толщин, создается отличная дренажная система для повышения нефтеотдачи. Выявление зон трещиноватости и определение ориентации трещин являются решающими условиями проектирования скважин в таких породах. В данном случае горизонтальные скважины дадут наибольший прирост, чем вертикальные скважины после гидроразрыва.

Скважины-кандидаты для бурения боковых стволов

Основные геологические критерии выбора первоочередных объектов разработки для бурения дополнительных стволов [7]:

- низкопроницаемые, неоднородные коллекторы малой толщины; слоистые пласта, в которых необходимо обеспечить высокую степень охвата коллектора;
- пласты с малым диапазоном между пластовым давлением и давлением насыщения;

Также выделяют основные элементы объектов разработки для бурения боковых стволов;

- разбуренные, заводненные зоны разрабатываемых объектов с целью восстановления сетки скважин;
- неразрабатываемые выше (ниже)лежащие неосновные объекты, если объекты входят в один и тот же объект разработки.

Применение данной технологии рекомендуется для следующих групп скважин: попавшие в воду скважины на вновь разрабатываемых месторождениях, аварийные, малодебитные скважины на разрабатываемых месторождениях.

1.3 Взаимосвязь применения ГТМ и геологических условий пласта

Геологические особенности каждой залежи вынуждают тщательно подбирать ГТМ исходя из их геологических особенностей. Некоторые рекомендации по выбору ГТМ в соответствии с геологическим строением залежей приведены ниже [8].

Трещиноватость пластов

Высокая неоднородность пластов вызывает быстрый прорыв дорогостоящих рабочих агентов в добывающие скважины и их нерациональное использование. Для применения физико-химических МУН, в частности систем растворов ПАВ, полимеров или щелочных растворов, объем трещин не должен превышать 1,5-2% от общего объема пор пластов. Следовательно, в трещиноватых пластах при низком охвате рабочим агентом и малой дополнительной добыче наступает снижение рентабельности применения МУН.

Газовая шапка

Для всех физико-химических методов неблагоприятно наличие естественной или искусственной высокой газонасыщенности какой-либо части пласта, так как нагнетаемые рабочие агенты преимущественно переходят в газовую часть, обладающую более высокой проводимостью, чем нефтенасыщенная часть. В результате происходит неэффективный расход рабочих агентов.

Нефтенасыщенность пластов

При нефтенасыщенности пластов менее 50% некоторые методы (внутрипластовое горение, вытеснение паром, водорастворимыми ПАВ) неприменимы ввиду их низкой эффективности. Если основная часть остаточной нефти находится в пласте в заводненном объеме в рассеянном состоянии, то требуется применение методов, способных сделать ее подвижной (закачка углекислого газа, мицеллярных растворов). Если остаточная нефть находится в неохваченных разработкой слоях, необходимо применение методов, повышающих охват вытеснением (полимеры, щелочи, водогазовое воздействие). Чем выше исходная нефтенасыщенность пластов, тем выше технологический

эффект от применяемых ГТМ.

Вязкость нефти

Все физико-химические методы, применяемые вместе с обычным заводнением, экономически оправданны только при вязкости нефти до 30-35 мПа · с. Полимерное заводнение допускает вязкость до 150 мПа · сс только в высокопроницаемых пластах. Тепловые методы целесообразно применять при более высокой вязкости нефти, так как в данном случае достигается больший эффект снижения вязкости при нагреве. При вязкости свыше 1000 мПа · с необходимо использовать плотную сетку скважин, что связано с большими расходами энергии.

Жесткость и соленость воды

Все физико-химические методы увеличения нефтеотдачи снижают свою эффективность при высокой солености, особенно при высоком содержании солей кальция и магния в пластовой воде, используемой для приготовления растворов, вследствие образования осадков и снижения вытесняющей способности растворов. Для приготовления химических растворов из воды необходимо удалить кислород и микроорганизмы для предотвращения образования сероводорода в пласте и последующей коррозии оборудования. Для гидродинамических методов значимость солености и жесткости воды падает, для тепловых методов свойства воды практически не имеют значения, не считая необходимости использования чистой мягкой воды для приготовления пара в парогенераторах.

Глинистость коллектора

Высокое содержание глины в нефтеносных пластах (более 10%) негативно сказывается на эффективности применения практически всех ГТМ. Физико-химические МУН снижают свою эффективность вследствие большой адсорбции химических продуктов, применение тепловых методов приводит к большому выносу песка в добывающие скважины. Более высокую эффективность в глинистых коллекторах показывают газовые методы, а также реперфорация пласта.

Метод ГРП активно применялся в Западной Сибири на Первомайском месторождении [9]. Месторождение введено в эксплуатацию в 1981 году, недропользователем является ОАО “Томскнефть”.

В геологическом строении месторождения принимают участие метаморфизированные образования палеозойского складчатого фундамента и залегающие в нем терригенные отложения различного литолого-фациального состава. Нефтеносность связана с отложениями васюганской свиты. Основной объект разработки - продуктивный горизонт Ю₁, сложенный преимущественно песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 12 м. Максимальные нефтенасыщенные толщины и остаточные запасы нефти сосредоточены в центральной части месторождения. Продуктивные пласты Ю₁⁰ и Ю₁¹ разрабатываются с применением системы ППД. Продуктивные пласты характеризуются низким значением проницаемости пород-коллекторов, невысоким значением начальной нефтенасыщенной толщины, а также повышенной начальной пластовой температурой. Исходя из геологического строения месторождения для интенсификации притока преимущественно применялся метод гидроразрыв пласта. Всего было проведено 120 операций ГРП.

Отрицательный эффект проявился после гидроразрыва в 11 скважинах (10% от общего количества обработанных) - дебиты нефти снизились ниже базовых. На трех скважинах эффективность ГРП оказалась предельно низкой вследствие значительного увеличения обводненности на 50-60%.

Положительный эффект после гидроразрыва отмечен по 99 скважинам, в целом успешность мероприятия составила 90%. Продолжительность эффекта от ГРП в среднем составляет около 5 лет, менее двух лет эффект наблюдается в 23 скважинах (20%). Всего дополнительно добыто 2956,3 тыс.т. нефти, что составляет 7,9% от накопленного отбора нефти. Средний прирост добычи на 1 скважино-операцию составил 24,6 тыс.т.

Палеозойская нефть также добывается на Карайском месторождении [10]. Палеозойская нефть характеризуется высоким давлением насыщения и

газосодержанием, во многих пластах имеются газовые шапки, добыча нефти ведется с высоким газовым фактором. Месторождение обладает нефтегазоконденсатными залежами в отложениях палеозоя (пласт M_1), на которых успешно работает система заводнения. В случае данного месторождения большую эффективность показал метод водогазового воздействия, так как продуктивный пласт имеет высокий уровень наклона относительно всего всего коллектора, вертикальная проницаемость в несколько раз меньше по отношению к горизонтальной, а также в пласте наблюдается уменьшение проницаемости от подошвы к кровле. Технологический эффект от внедрения технологии ВГВ составил 300 тыс.т. нефтя. также применение метода позволило снизить темп падения пластового давления с 0,15 МПа/год до 0,1 МПа/год.

На Вынгапуровском месторождении проводили испытания одного из инновационных методов - микробиологического воздействия на пласт [11]. В нагнетательную скважину были закачаны питательные вещества, содержание азот и фосфор, а также отходы пищевого производства (молочная сыворотка, лактобактерии), концентрация которых была подобрана согласно лабораторным исследованиям. Закачка проводилась в два цикла с разницей в месяц, далее добывающие скважины работали в обычном режиме. Начальная обводненность продукции трех реагирующих добывающих скважин составляла 98-99%. Исследуемый скважины находились под наблюдением в течение трех лет, данные сравнивались с прогнозируемыми без применения МУН. За счет образование продуктов жизнедеятельности микробов в пласте прирост добычи нефти в первой из наблюдаемых скважин удвоен, во второй увеличен на 30%, в последней - на 2%. Микробиологическое воздействие позволило получить дополнительные прирост добычи нефти в 2268,6 т, уменьшить обводненность продукции добывающих скважин на 3%. При этом не требовалось никаких дополнительных воздействий на исследуемые скважины.

Зарезка боковых стволов проводится в основном на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки. Самотлорское месторождение

находится на четвертой стадии разработки, и именно ЗБС оказалась наиболее эффективным мероприятием, применяемым на месторождении. Основным объектом разработки является объект АВ₁, текущие запасы которого составляют 9% текущих запасов месторождения. Объект разработки представляет собой единую пластово-сводовую залежь с хорошими ФЕС. Коллектор представлен монолитными гидродинамически связанными песчаными телами, которые подстилаются водой более чем на 90% площади. Средняя нефтенасыщенная толщина по объекту составляет 17,9 м. Наблюдаются значительные различия коллекторских свойств по площади объекта.

При оценке эффективности скважины значительную роль играет тип профиля ствола. Выбор профиля ствола связан с геологическими условиями. В зонах коллекторов, имеющих преимущественно монолитное строение, а также в водонефтяных зонах наиболее эффективны зарезки боковых стволов с горизонтальным окончанием. При сильно расчлененном строении коллекторов с низкой песчаностью в большинстве случаев более эффективно бурение наклонно-направленных и пологих боковых стволов. Для скважин, вскрытых монолитную часть коллектора, эффективность выше. Дебиты нефти горизонтальных и наклонных скважин отличаются практически в два раза (31 т/сут и 15 т/сут).

Средняя дополнительная добыча от ЗБС за 2010 г. составила 4,2 тыс.т./скв., в то время как дополнительная добыча от ГРП - 1,5 тыс.т./скв. Однако не все боковые стволы являются эффективными. Стволы, пробуренные в массивной части коллектора, характеризуются высокими дебитами жидкости и быстрой динамикой обводнения, что является основной проблемой этих скважин. Причина высокой обводненности - низкая текущая остаточная нефтенасыщенность.

1.4 Контроль и регулирование разработки месторождения

Регулирование процесса разработки месторождения позволяет отслеживать состояние добычи и планировать ГТМ. Сохранение высоких темпов

добычи нефти при положительной технико-экономической эффективности разработки, увеличение текущей и конечной нефтеотдачи пластов - задача нефтяного предприятия. Эта задача является конечной для комплексного проектирования геолого-технических мероприятий. Мероприятия по контролю разработки позволяют получать информацию для планирования работ по регулированию процесса разработки и проектирования технологий по его совершенствованию.

В процессе контроля за разработкой месторождений изучаются: динамика отбора и закачки, охват запасов разработкой, энергетическое состояние залежи, изменение коэффициентов продуктивности и приемистости скважин, состояние герметичности эксплуатационных колонн, изменение физико-технических свойств добываемой жидкости, эффективность осуществляемых ГТМ. Контроль разработки осуществляется различными методами, основные из которых приведены ниже [12].

Гидродинамические исследования

В процессе эксплуатации скважины исследуются методами установившихся отборов с построением индикаторных кривых (ИК), методами неуставившихся отборов с построением кривых восстановления давления (КВД), механизированный добывающий фонд исследуется методом прослеживания уровня (КВУ). При вводе скважин в эксплуатацию необходимо провести исследования на установившихся режимах (не менее трех) работы скважин как по схеме “прямого”, так и “обратного” ходов с построением индикаторной диаграммы и расчетом параметров призабойной зоны. Время стабилизации дебита и давления зависит от фильтрационных свойств пласта и определяется из опыта эксплуатации скважин. После завершения исследований на установившихся режимах фильтрации проводятся исследования на неуставившихся режимах (снятие кривой восстановления давления).

Для определения забойного и пластового давлений используются результаты измерений динамического или статического уровня соответственно, а также соответствующий ему дебит, обводненность, плотность скважинной

продукции, устьевое давление и температура в скважине в режиме работы непосредственно предшествующем определению статического уровня.

Исследования нагнетательных скважин проводится с целью измерения пластового давления, определения коэффициента приемистости. Для определения гидропроводности и скин-фактора строятся кривые падения давления. Эти исследования сопровождаются определением профиля приемистости скважины. Замер приемистости нагнетательных скважин осуществляется поверхностными расходомерами.

Физико-химические методы контроля за разработкой

Для определения степени обводненности продукции, контроля режима работы эксплуатационных скважин, наблюдением за изменением свойств флюидов в процессе эксплуатации следует проводить контроль путем исследования поверхностных проб нефтей. Отбор и исследование поверхностных проб нефти должен систематически проводиться по всем действующим скважинам. Лабораторные исследования по поверхностным пробам должны включать определения: плотности, вязкости, температуры застывания и плавления парафинов, молекулярной массы, а также содержание в нефти серы, асфальтенов, смол, парафина, воды солей и фракционный состав УВ

Промыслово-геофизические исследования

Применение промыслово-геофизических исследований (ПГИС) направлено на решение задачи контроля за разработкой месторождений:

- Исследования процесса вытеснения нефти в пласте для контроля выработки запасов и оценки эффективности применения методов повышения нефтеотдачи;
- Определение эксплуатационных характеристик пластов;
- Контроль технического состояния скважин;
- Исследования скважин для выбора оптимальных ГТМ;

Определение эксплуатационных характеристик пласта решает задачи определения нефтеносных интервалов, определения профиля притока в эксплуатационных скважинах, выявления обводненных интервалов и причин

обводненности скважин.

К промыслово-геофизическим методам контроля ГРП относятся исследования термометрией и радиоактивными методами с использованием радиоактивных изотопов. Контроль интервала ГРП можно провести двумя способами: с применением гамма метода и с применением нейтрон-нейтронного метода.

При использовании гамма-метода перед проведением ГРП записывается кривая интенсивности естественного гамма-излучения горных пород. В процессе гидроразрыва в образующиеся трещины вместе с пропантом вводятся радиоактивные изотопы (Na^{24}, Fe^{59}). Это приводит к значительному возрастанию интенсивности гамма-излучения в зонах, где образовались трещины. Сопоставляя результаты измерения гамма-методом до и после гидроразрыва, можно по повышенным показаниям установить интервалы образования трещин. Если в процессе гидроразрыва произошло снижение гамма-активности, то она соответствует зоне образования трещины большой протяженности.

Наиболее эффективным методом контроля за интервалами образования трещин в процессе ГРП является использование нейтронного метода. В этом случае продавка пропанта производится с помощью утяжеленного солевого раствора ($NaCl, CaCl$). Интервалы поглощения данного раствора контролируются путем сравнения фонового и повторного замеров. Все замеры проводятся до освоения скважины после осуществления ГРП, но при этом необходимо убедиться в отсутствии затрубного перетока жидкости.

Результатом проведения комплекса ПГИС является получение детальной информации о наличии заколонных перетоков, негерметичности обсадной колонны и НКТ. Данные, полученные в результате проведения комплекса ПГИС, станут основой для планирования мероприятий ГТМ.

2 КОМПЛЕКС ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение X было открыто в 1977 г., в промышленную эксплуатацию введено в 1986 году на основании проекта пробной эксплуатации [13]. Месторождение нефтегазовое, расположено в южной части Томской области, обособлено и удалено от разрабатываемых обустроенных месторождений. Постоянная дорожная сеть отсутствует, завоз техники осуществляется в зимнее время. Вахтовые перевозки людей осуществляются на вертолетах.

Орографически территория месторождения представляет собой заболоченную равнину, покрытую хвойным лесом и болотной растительностью. Климат района резко-континентальный. Промерзаемость грунта составляет 1,2 м, на болотных участках 0,5-0,8 м.

В непосредственной близости от участка работ расположен нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, газопровод, линии электропередач. Также в районе построена дожимная насосная станция.

Основные материально-технические базы снабжения находятся в городе Стрежевом.

Месторождение X приурочено к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна и входит в состав Средне-Обского района.

2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

2.2.1 Литологическая характеристика

Литологическая характеристика разреза продуктивных пластов месторождения X приведена по результатам бурения скважин в исследуемом районе. В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, перекрытые несогласно-залегающими породами осадочного чехла.

Основной разрабатываемый горизонт на месторождение - Ю₁, залегает в Мезозойской группе, Юрской системе. Юрская система представлена тремя

отделами, включающими тюменскую, васюганскую и баженовскую свиту.

Тюменская свита (нижняя и средняя юра)

Континентальные отложения тюменской свиты несогласно залегают на образованиях фундамента и развиты повсюду. В фациальном отношении отложения свиты сложены преимущественно аллювиально-болотными и озерными осадками: чередующимися пластами песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей.

Песчаники серого цвета, мелкозернистые, средней крепости и плотности, слюдистые, с редкими прослоями углистого материала. Алевролиты черного цвета, средней плотности и крепости, слюдистые, с редкими прослоями мелкозернистых песчаников. Слоистость пород косоволнистая, линзовидная. Мощность свиты 276-296 м.

Васюганская свита (верхняя юра)

Залегают согласно на отложениях тюменской свиты, свита представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Песчаники средне-мелкозернистые, с включением углистого детрита. К ним приурочен продуктивный горизонт Ю₁.

Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие, с прослоями алевролитового материала, с редкими включениями пирита. Редко отмечаются прослой легкого черного угля. Алевролиты серые, с волнистой линзовидной слоистостью. Мощность свиты 49-74 м.

Баженовская свита (волжский ярус)

Глубоководные морские отложения свиты перекрывают юрскую толщу. Отложения представлены плотными битуминозными аргиллитами, плитчатыми, крепкими. Мощность свиты 12-16 м.

2.2.2 Тектоника

В тектоническом плане район располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты. Месторождение приурочено к Чкаловскому поднятию, осложняющему северную часть Межозерного вала.

Межозерный вал расположен в зоне сочленения трех крупных тектонических элементов: Александровского свода, Средневасюганского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины.

Чкаловская структура по кровле пласта Ю₁ во многом является унаследованной от поверхности доюрских образований. Сводовая часть имеет две вершины, разделенные неглубокой седловиной. По изогипсе - 2510 м, ее размеры 15 × 9 км, амплитуда 60 м.

2.2.3 Нефтегазоносность

Промышленно нефтеносным является пласт Ю₁¹, приуроченный к верхней части горизонта Ю₁ васюганской свиты, газоконденсатонефтеносным - пласт М₁, выделяемый в зоне контакта мезозойских и доюрских отложений.

Согласно решений технологической схемы и проекта разработки залежи нефти пластов Ю₁¹ и М₁¹ разрабатываются как самостоятельные объекты, что обусловлено следующими обстоятельствами:

- несовпадение структурных планов залежей на большей части площади;
- различие типов залежей;
- различные типы коллекторов;
- различие продуктивности залежей.

Пласт Ю₁¹ является основным продуктивным пластом и основным объектом разработки месторождения, по которому накопленный отбор нефти составляет 90,% накопленного отбора по месторождению. Данный пласт выбирается для дальнейшего исследования в работе. В таблице 8 представлены основные геолого-физические характеристики исследуемого пласта.

Таблица 8 - Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта Ю₁¹ месторождения X

Параметры	Объект разработки
Средняя глубина залегания кровли, м	2463

Тип залежи	пластовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м. кв.	34975
Средняя общая толщина, м	5,8
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,67
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	41
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,96
Расчлененность	1,2
Начальная пластовая температура, °С	101
Начальное пластовое давление, МПа,	26,6
Абсолютная отметка ВНК, а.о.	-2511
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,578

Залежь нефти пласта Ю₁¹ открыта в 1978 году разведочной скважиной №2Р, в которой был получен фонтанный приток нефти дебитом 39,4 м³/сут. Всего на месторождении пробурено 96 скважин, из них 73 эксплуатационных и 23 разведочных. Из разведочных скважин семь вскрыли нефтяную залежь, остальные пробурены за контуром залежи.

Дебиты по разведочным скважин составили от 39,4 до 172,8 м³/сут, эксплуатационным - от 8,3 до 434,3 м³/сут на 8 мм штуцере.

Пласт хорошо выдержан и однороден по площади распространения. Эффективная толщина пласта изменяется от полного замещения другими породами на западе, до 16,6 м в центре залежи. Нефтенасыщенная толщина - от 1,2 м до 16,6 м. Зона повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин связана с развитием в центре залежи русловых отложений.

Залежь нефти пласта Ю₁¹ пластовая, сводовая, литологически

ограниченная. Размеры залежи $8 \times 5,1$ км, высота 46 м. Коллектор представлен песчаником пористым. Водонефтяная зона незначительная и занимает 5,6 тыс. км² или 16,2% от всей площади.

Водоносный горизонт, к которому приурочена залежь нефти пласта Ю₁¹, представляет собой закрытый естественный резервуар, находящийся в зоне затрудненного водообмена. Связь пласта с областью питания и законтурной зоной слабая, расстояние до области питания большое. Воды водоносного комплекса напорные.

Режим пласта Ю₁¹ упруговодонапорный. В связи с большим количеством растворенного газа, в дальнейшем упруговодонапорный режим перейдет в режим растворенного газа.

2.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Для изучения физико-литологических характеристик пласта месторождения X использовался фактический материал, полученный в процессе поисково-разведочных работ и эксплуатационного разбуривания. Керн из пласта Ю₁¹ отобран в 24 скважинах.

Нефтяная залежь пласта вскрыта разведочными и эксплуатационными скважинами. В четырех разведочных и одной эксплуатационной установлено отсутствие коллектора.

На месторождении выделено три типа разрезов со своими характерными признаками и кривыми ПС.

Первый тип разреза характеризуется блоковой формой кривой ПС и значительной суммарной толщиной (до 16-18 мм) песчаных тел. Разрез по площади представлен песчаный, представлен единым гидродинамически связанным пластовым резервуаром. Песчаники характеризуются зональностью, которая выражается в увеличении размерности зерен от нижней части разреза к верхней, также данным породам свойственна хорошая окатанность зерен песчаника.

Второй тип характеризуется присутствием в разрезе толщи алевролитовых прослоев небольшой толщины. Форма кривых ПС представлена колоколовидной формой кривой. Песчаники среднезернистые с примесью глинистого материала. Текстура однородна, цементирующий материал представлен глинистыми материалами.

Третий тип характеризует отложения лагунного типа. Их мощность не превышает 3-4 м. Эти отложения характеризуются переслаиванием маломощных песчаников, аргиллитов и глинистого материала. Данный тип представлен алевролитами крупнозернистыми. Текстура микрослоистая, цементирующий материал представлен глинистыми материалами.

Коллекторские свойства пласта охарактеризованы лабораторными исследованиями керна, ГИС и ГДИС.

Открытая пористость по керну в нефтенасыщенной зоне изменяется от 13,0 до 21,1%. Проницаемость варьируется в пределах $1,0 - 870,0 * 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность изменяется от 55,1 до 77,3%. В водонасыщенной части открытая пористость изменяется от 13 до 21,9%, проницаемость от $1,0$ до $146,9 * 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность от 17,2 до 91,3%.

По ГИС средние значения открытой пористости изменяется от 13 до 22%. Проницаемость варьируется в пределах $1,0 - 400,0 * 10^{-3}$ мкм². Величина нефтенасыщенности изменяется от 34 до 87%.

По результатам ГДИС проницаемость изменяется от $1,0$ до $74,0 * 10^{-3}$ мкм², при среднем значении $18,0 * 10^{-3}$ мкм².

По данным исследованиям керна развиты в основном коллекторы 4 класса (средний, песчаник среднезернистый, алевролит мелкозернистый) - 44,8% и 3 класса (песчаник среднезернистый, алевролит среднезернистый) - 30,5%. Как по исследованиям керна, так и по ГИС, преобладают коллекторы 4 класса.

Средневзвешенные по объему значения представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта Ю₁¹.

Вид исследований	Наименование	Параметры		
		Проницаемость, $\text{мкм}^2 * 10^{-3}$	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, %
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	3
	Количество определений	86	89	59
	Среднее значение	90	16	67
ГИС	Количество скважин	79	79	79
	Количество определений	177	177	169
	Среднее значение	39,7	16,9	70
ГДИС	Количество скважин	13	-	-
	Количество определений	16	-	-
	Среднее значение	18	-	-
Средневзвешенные значения		41	17,2	67,8

2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

2.4.1 Свойства пластовой нефти

Нефть пласта Ю₁¹ очень легкая, маловязкая - кинематическая вязкость нефти составляет 1,88 мм²/с . Характеризуется как малосмолистая, малосернистая, малопарафинистая. Разгазированная нефть характеризуется высоким выходом светлых фракций до 300°С, объемный выход в среднем по залежи составляет 70%. Свойства пластовой нефти представлены в таблице 10.

Таблица 10 - Свойства пластовой нефти пласта Ю₁¹

Параметры	Диапазон изменения	Средние значения
Количество исследованных скважин	-	21
Пластовое давление при отборе пробы, МПа	18,57-26,74	21,69
Пластовая температура, °С	91-103	97,3
Давление насыщения, МПа	8,8-15,6	11,1
Свойства нефти в пластовых условиях		
Плотность, кг/м ³	576-707	654
Вязкость, мПа*с	0,20-0,46	0,29
Коэффициент объемной упругости, МПа * 10 ⁻⁴	19,8-27,3	22,0
Результаты однократного разгазирования		
Плотность разгазированной нефти, кг/м ³	801,0-815,0	807,2
Плотность выделившегося газа, кг/м ³	1,239-1,398	1,327
Газосодержание, м ³ /т	135,1-232,3	171,6
Объемный коэффициент	1,343-1,890	1,547
Вязкость разгазированной нефти, мПа*с	1,33-2,60	1,68

2.4.2 Свойства и состав пластовых вод

Свойства устьевых проб нефтей охарактеризованы 6 поверхностными пробами, отобранными из 4 скважин (таблица 11).

Таблица 11 - Свойства и состав пластовых вод пласта Ю₁¹

Параметры	Диапазон изменения	Средние значения
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴	-	21,6
Плотность воды в стандартных условиях, кг/м ³	1,018-1,020	1,019
Общая минерализация, г/л	29,6-42,3	33,3

Химический тип воды	Хлор-кальциевый	
Химический состав вод		
Ca^{+2}	800,0-1168,0	925,4
Mg^{+2}	122,0-219,0	154,3
Cl^{-}	17371,0-25357,0	19793
HCO_3^{-}	496,0-952,0	744,9
CO_3^{2-}	-	<10
SO_4^{2-}	2,0-15,6	9,8

2.5 Сведения о запасах нефти

Месторождение введено в разработку в 1986 году на базе оперативного подсчета запасов. В процессе доразведки и эксплуатации пробурено 96 скважин, в том числе 23 разведочных.

В 1996 году запасы нефти и газа были утверждены в количестве: нефти - 10924 тыс. т. по категории $B + C_1$, и 1412 тыс. т. по категории C_2 , в том числе 10063 и 892 тыс. т. по пласту Ю₁¹. Свободного газа - 1116 млн. м³ по категории C_2 . В 2009 году была проведена оперативная переоценка запасов. Переоценка проводилась на основе трехмерного геологического и динамического моделирования.

В соответствии с переоценкой запасы нефти и растворенного газа отнесены к категориям: B, C_1, C_2 [14].

Геологические запасы нефти в целом по месторождению составили по категории: B, C_1, C_2 - 16165 тыс.т., $B + C_1$ - 15193 тыс.т., C_2 - 972 тыс.т.

Запасы по всей площади нефтеносности пласта Ю₁¹ отнесены к категории В. Все скважины, вскрывшие данную залежь, дали промышленные притоки нефти. Пласт охарактеризован керновыми определениями и анализами нефти. Подсчетным параметры и запасы нефти для пласта Ю₁¹ представлены в таблице

12 (Приложение Б).

2.6 Состояние разработки месторождения

Месторождение X открыто в 1977 году, введено в эксплуатацию в 1986 году. Схема разработки, представленная в 1989 году, содержала следующие положения:

- Выделение двух объектов разработки - пласты Ю₁ и М₁;
- Разбуривание пласта Ю₁ по треугольной сетке 500х500 метров с формированием трехрядной системы заводнения. Проектный фонд скважин - 85 (49 добывающих и 36 нагнетательных);
- Бурение на пласт М₁ 12 оценочных скважин по сетке 500х500 м.

В 2008 году было составлено Дополнение к проекту разработки Месторождения X, содержащее следующие основные положения:

- Выделение двух объектов разработки - пласты Ю₁ и М₁;
- Разработка пластов с применением очагового заводнения;
- Общий фонд скважин за весь срок разработки - 143 ед, добывающих - 104, нагнетательных - 36;
- Фонд скважин для бурения 49, на пласт Ю₁ - 21 добывающая и 8 нагнетательных, на пласт М₁ - 14 добывающих и 6 нагнетательных;
- КИН по пласту Ю₁ - 0,436, по пласту М₁ - 0,493;
- Выполнение программы исследовательских работ;
- Выполнение программы ГТМ (МУН, МИП, ГРП, горизонтальное бурение и т. д.);
- Допустимое отклонение фактических показателей от проектных $\pm 25\%$.

Проектные уровни по месторождению представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Проектные уровни по месторождению

	2013	2014	2015
Добыча нефти, тыс. т.	69,2	79,3	125,6
Добыча жидкости, тыс. т.	384,1	439,6	543,6

Закачка воды, тыс. м ³	339,9	401,9	560,8
Добыча ПНГ, млн. м ³	28,3	28,9	30,6
Процент использования ПНГ	4,0	4,0	95,0

На начало 2015 года пробурена 101 скважина, из них 70 добывающих, 24 нагнетательных, 7 водозаборных. Утвержденный проектный фонд составляет 143 скважины, его реализация - 65,7%.

Накопленная добыча нефти за весь период разработки составила 4553,1 тыс. т., что на 0,4 % выше проектного значения. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов равен 65,9%, по проекту - 64,1%. Текущий КИН выше проектного (0,307) и составляет 0,309 д. ед. Фактическая добыча жидкости с начала разработки ниже проектного значения на 2,5% и составляет 8948,7 тыс.т. Накопленная закачка воды по факту на 1,1% ниже проектного показателя.

Причиной превышения фактического показателя добычи нефти над проектным является проведение ГРП на 3 скважинах пласта Ю₁. Дополнительная добыча от ГРП составляет 37,7 тыс. т.

Компенсация закачки воды отстает от проектного уровня, и, как следствие, наблюдается снижение обводненности примерно на 25% и увеличение дебита нефти при незначительном росте дебита жидкости.

В 2009 году фактическая добыча нефти составила составила 95,7 тыс.т., что превышает проектное значение на 21,8 тыс. т., при том что действующий фонд отстает от проектного на 43%.

На месторождении сформирована трехрядная система разработки.

Коэффициент использования добывающего фонда в целом по месторождению составляет 0,706. Коэффициент эксплуатации на месторождении составил 0,917. В ликвидации находятся 14 добывающих скважин.

Работы по контролю за разработкой месторождения сводятся к промысловым замерам дебита жидкости, приемистости. обводненности,

динамического и статического уровней.

В дальнейшем вариант разработки месторождения предполагает комплекс ГТМ, направленных на выработку остаточных запасов нефти в разбуренной части пласта, в частности бурение новых скважин, вывод из бездействующего фонда добывающих скважин, проведение операций ГРП, перевод скважин под закачку, обработку пластов кислотными растворами, применение потокоотклоняющих технологий, проведение ЗБС. Разработка планируется до 2033 года, за весь период эксплуатации будет отобрано 5018 тыс.т. нефти. Коэффициент извлечения составит 0,435. Средний дебит жидкости в течение всего периода разработки варьируется от 35,4 до 105,9 т/сут, приемистость нагнетательных скважин - от 51, 23 до 82,2 м³/сут.

2.7 Обоснование выбора технологий воздействия на продуктивные пласты

Определяющими факторами при выборе технологий воздействия на пласт и призабойную зону являются особенности геолого-физического строения пластов и текущего состояния разработки. Пласты Ю₁¹ и М₁¹ месторождения Х имеют следующие характеристики, влияющие на возможность применения различных технологий:

- высокая пластовая температура - 101 и 102 °С;
- наличие газовой шапки пласта М₁¹;
- карбонатные отложения, порово-трещинный тип коллектора М₁¹;
- низкая проницаемость пласта Ю₁¹ (0,041 мкм²;
- наличие ВНЗ;
- нефть легкая с плотностью 0,654 и 0,565 г/см³.

Вышеперечисленные особенности продуктивных пластов являются определяющими факторами при выборе методов увеличения нефтеотдачи и технологий воздействия.

Обоснование методов воздействия на призабойную зону

Объекты разработки месторождения представлены как терригенными

($Ю_1^1$), так и карбонатными ($М_1^1$) коллекторами, которые характеризуются повышенными температурами.

Для условий высокотемпературных пластов рекомендуется проведение комплексных обработок с использованием высокотемпературных кислотных составов, включающих соляную кислоту пониженной концентрации (6-9%), 1% плавиковой кислоты, до 3% уксусной кислоты и 15-25% взаимных растворителей (изопропиловый спирт) [15].

В условиях высоких температур высокие концентрации кислот приводят к очень интенсивному растворению горных пород и быстрому вторичному осадко- и гелеобразованию продуктов реакции. Причем объем вторичных осадков можеткратно превышать объем растворенных пород. Выдержка скважины на реакцию в статичном режиме после закачки кислоты в ПЗП усугубляет этот негативный фактор.

В связи с вышеизложенным необходимо проводить ОПЗ в динамическом режиме - непрерывно закачивать в ПЗП кислотные и буферные растворы и проводить вызов притока без выдерживания скважины на реакцию.

С учетом проведения ГРП на пласте $Ю_1^1$ в скважинах, не вышедших на заданный режим после гидроразрыва и на скважинах после ГРП, потерявших продуктивность в ходе эксплуатации, рекомендуется применения состава ТК-4, содержащего деструктор геля разрыва. Сухокислотная композиция СК-ТК-4 представляет собой смесь органических кислот и предназначена для кислотной обработки карбонатных и терригенных коллекторов с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

В основе технологии лежит разрушение геля, выносимого после ГРП, кислотой с добавкой деэмульгатора. Состав для разрушения геля, выносимого после ГРП, представляет собой двухкомпонентный комплекс реагентов. Сухокислотная композиция СК-ТК-4 содержит органические кислоты, которые медленно реагируют с породой, обеспечивая длительное действие кислотного состава и значительно увеличивая охват пласта обработкой [16].

В случае отсутствия составов ТК возможно применение соляно-кислотной

композиции пониженной концентрации (до 10%) с добавлением ингибитора коррозии (Нефтенол в количестве 0,5%), интенсификатор (ИВВ-1, Нефтенол К, Нефтенол ГФ), стабилизатора (уксусная, лимонная кислоты).

В случае загрязнения трещины продуктами разрушения пласта допускается применение глинокислотной композиции с содержанием плавиковой кислоты не более 1,5%.

Для повышения эффективности ОПЗ возможно проведение СКО с вибровоздействием. Суть технологии состоит в очистке ПЗП комплексными составами, включающими ряд кислот, органических растворителей, специальных добавок, при совместном воздействии на ПЗП упругими колебаниями гидродинамического напора закачиваемой в скважину технологической жидкости [17]. Технология показала высокую эффективность в условиях низкопроницаемых коллекторов относительно небольших толщин продуктивных пластов.

Особое внимание следует уделить технологиям ОПЗ на пласте M_1^1 . Традиционно основными геолого-физическими мероприятиями, обеспечивающими увеличение темпов отбора нефти из карбонатных коллекторов, являются солянокислотные обработки. Однако их эффективность довольно низка. Для увеличения эффективности технологий кислотного воздействия необходимо учитывать два основных фактора - выбор скважин и выбор технологий.

Выбор скважин должен осуществляться с учетом геолого-физических параметров призабойной и дренажной зоны каждой скважины. Поскольку такие показатели, как нефтеотдача и динамика обводнения в карбонатных коллекторах зависят не столько от средних значений параметров пласта, сколько от степени изменчивости этих параметров во времени. Согласно современным представлениям, при разработке залежей карбонатных коллекторов с применением метода заводнения происходят вторичные изменения карбонатных отложений, причем они имеют необратимый характер [18]. Также обработки КО ПЗП существенно воздействуют на структуру порового пространства. В связи с

этим в карбонатных продуктивных пластах первостепенную роль играет выбор технологии воздействия на ПЗП.

Успешными являются только первые обработки ПЗП, дальнейшие обработки кислотными составами неэффективны [19]. В целом успешность СКО составляет 40-50%, т.е. каждая вторая обработка не эффективна. Это происходит вследствие попадания кислоты в интервалы повышенной водонасыщенностью, что приводит к резкому увеличению обводненности продукции. Для увеличения эффективности КО применяют специальные добавки - замедлители скорости реакции кислоты с карбонатной ГП. Улучшают эффективность кислотного воздействия добавки поверхностно-активных веществ, а также сочетание обработки кислотами и проведение реперфорации пластов.

Обоснование технологий методов увеличения нефтеотдачи пластов

Обоснование возможных к применению МУН месторождения X осуществлялось в несколько этапов. На первом этапе на основании геолого-физических характеристик продуктивных пластов и существующих для каждого метода критериев их эффективного применения выбирались методы воздействия (таблица 13).

Таблица 13 - Выбор методов увеличения нефтеотдачи по геолого-физическим критериям применимости

Параметры	Средние значения геолого-физических параметров		МУН и граничные параметры применения				
			Физико-химические методы		Газовые методы		Тепловые методы
			Закачка водных растворов ПАВ	Потокоотклоняющие технологии	Закачка газа высокого давления	Водогазовое воздействие	Внутрипластовое горение
	Ю ₁ ¹	М ₁ ¹					
Тип залежи	Пластово-сводовая	Массивная	ЧНЗ>50%	В зависимости от технологий	-	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ>50%>40
Тип коллектора	Поровый	Трещиновато-кавернозный	поровый	поровый	-	поровый	поровый

Глубина залегания, м	2463	2764	-	-	>1500	>1500	>1500
Наличие ППД	есть	-	+	+	+	+	-
Нефтенасыщенная толщина, м	5,5	24,0	>4, <15	<3, >15	<3, >15	<3, >25	<3
Проницаемость, мкм ²	0,041	0,159	>0,001 <0,30	>0,005, <2,000	нет ограничений	>0,005, <0,800	>0,100
Начальная нефтенасыщенность, %	69,0	63,6	>50	>35	>40	>50	>50
Температура пласта, °С	101	120	<80	<200	нет ограничений		
Пластовое давление, МПа	26,6	29,7	нет ограничений		>15	>15	нет ограничений
Заключение о применимости метода			метод не применим	метод применим	ограничено применим	ограничено применим	метод не применим

На втором этапе выбирались базовые технологии. На последнем этапе, при выборе конкретных технологий, принимались во внимание результаты ранее проведенных работ.

Основным эксплуатационным объектом на месторождении является объект Ю₁¹, который разрабатывается с применением системы ППД путем закачки воды и находящийся на завершающей стадии разработки. Для условий пластов месторождения X рассмотрена возможность применения физико-химических, газовых и тепловых методов.

Физико-химические методы

Закачка водных растворов ПАВ. Сущность метода заводнения с применением дозированной закачки больших объемов оторочек растворов ПАВ низкой концентрации заключается в повышении вытесняющих свойств закачиваемой воды за счёт снижения межфазного натяжения между водой и нефтью.

При закачке небольших объёмов оторочек растворов ПАВ высокой концентрации (5-10%) в отдельные нагнетательные скважины механизм

действия заключается в изоляции водопромытых интервалов за счет создания стойкой водонефтяной эмульсии и образование отдельной фазы. Кроме того образующаяся эмульсия и образования отдельной фазы. Образующаяся эмульсия и отдельная фаза обладают повышенным фильтрационным сопротивлением, что приводит к снижению скорости фильтрации флюидов в водопромытых интервалах и перераспределению фильтрационных потоков.

Применение композиций ПАВ на месторождение X ограничивается в первую очередь высокое пластовое температурой (более 100 С°) большинство выпускаемых отечественных ПАВ имеет температуру использования ниже 80 градусов. Высокая температура приводит к температурному разрушению ПАВ в пластовых условиях, что снижает эффективность его действия.

В то же время для условий месторождения могут быть рекомендованы композиции ИХН, которые способны уменьшает набухаемость глин, снижать фильтрационные сопротивления в призабойных зонах скважин, вызывать гидророфилизацию породы коллектора. Технология применима для пластов с проницаемостью выше 0,005 мкм² с температурой от 10 до 130 С°, причем наибольший эффект достигается для низкопроницаемых неоднородных коллекторов, в частности юрских пластов.

Основным отрицательным явлением от использования методов ИХН является его повышенная коррозионная активность, что вызывает коррозионное разрушение оборудования и цементного камня.

Потокоотклоняющие технологии. Применение технологий способствует выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, перераспределению фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости высокообводненных пропластках продуктивных пластов и ликвидации прорывов воды за счёт повышения фильтрационного сопротивления обводненных зон пласта, связанного с образованием непосредственно в пористой среде гелей и осадков.

Для применения на месторождение X могут быть рекомендованы технологии на основе закачки ПАВ.

Использование на месторождении технологий на основе дисперсных систем неприемлемо из-за высокого значения температуры пород-коллекторов (101-120 С°). Кроме того, полимеры, являющиеся основным компонентом используемых технологий, способны к разрушению, что также ограничивает их область применения в определенных геолого-промысловых условиях и снижает их технико-экономические показатели. Применение технологий наиболее целесообразно на объектах, имеющих проницаемость пород коллекторов не менее 0,015 мкм², пластовую температуру ниже 80 С°.

Использование технологий на основе микроэмульсионных систем неприемлемо из-за высоких пластовых температур - при температуре выше 85 С° системы подвергаются обращению фаз, то есть расслаиваются. Кроме того, эмульсии при фильтрации через пористую среду полностью разрушаются, то есть характеризуются коротким существованием в пласте.

Газовые методы.

По совокупности свойств залежи нефти с низкопроницаемыми коллекторами являются потенциальными объектами для газового воздействия, то есть закачки в пласт различных газообразных агентов - углеводородного газа, азота, дымовых газов в том числе в комбинации с водой и химическими реагентами.

Из таблицы видно что для геолого-физических условий продуктивных пластов по всем параметрам применения соответствует технологии закачки углеводородного газа высокого давления и метод водогазового воздействия. Так, большие глубины залегания продуктивных пластов создают условия для поддержания достаточно высоких давлений закачки, а высокие пластовые температуры, низкие плотность и вязкость нефти повышают взаимную растворимость нагнетаемого газа и нефти на фронте вытеснения.

В условиях месторождения X возможно применение закачки углеводородных газов, а также водогазовое воздействие в варианте последовательных оторочек для пласта и в варианте совместно закачки для пласта Ю₁¹ и в варианте совместной закачки для пласта М₁¹.

Однако, в условиях пласта применение газовых методов ограничивается наличием пропластков высокой проницаемости, а также проведением ГРП, что обуславливает наличие трещин - применение методов в этих условиях приведет к прорывом газа от нагнетательных скважин к добывающим, вследствие чего происходит резкое снижение дебита по нефти и снижение охвата пластов вытеснением.

Для водогазового воздействия предъявляются дополнительные требования к конструкции и прочностным характеристикам скважин, а также строительства компрессорных станций, газораспределительных устройств и трубопроводов высокого давления. При наличии на месторождении значительных ресурсов газа возможно проведение испытаний на 1-2 участках с минимальной трещиноватостью.

Тепловые методы

Низкая вязкость нефти, высокая пластовая температура и большие глубины залегания продуктивных пластов исключают целесообразность применения методов заводнения с оторочкой пара и внутрипластового горения на месторождении X.

Таким образом, из всех рассмотренных методов увеличения нефтеотдачи для продуктивных пластов по всем граничным параметрам применения соответствует газовые и потокоотклоняющие методы. Для газовых методов необходимо наличие достаточных ресурсов рабочего Агента углеводородного газа, специального оборудования для закачки действующей системы ППД.

2.8 Анализ эффективности мероприятий по повышению притока нефти на месторождении

За период разработки месторождения обработке было подвергнуто более 50 скважин, всего проведено 118 ГТМ. Комплекс работ, проводимых на добывающих скважинах, включал в себя мероприятия, направленные преимущественно на интенсификацию притока, в меньшей степени реализованы мероприятия, направленные на очистку и восстановление проницаемости

призобойной зоны. Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах в основном сводились к работам по увеличению приемистости.

Применялись следующие виды ГТМ:

- Обработки кислотами
- Акустическое воздействие
- Применение полимердисперсной системы и композиционно-тампонирующей системы (ПДС и КТС)
- Гидроразрыв пласта
- Уплотняющая перфорация

Расчет дополнительной добычи нефти от реализации ГТМ производился по методу, суть которого заключается в следующем: принимается базовое значения дебита нефти, с которым скважина работала до проведения мероприятия. Этот дебит принимается постоянным на прогнозный период времени и базовая добыча определялась умножением его на фактические дни работы скважины после осуществления обработки. Положительная разница между фактической добычей нефти и базовой является дополнительной добычей нефти по скважине - положительный эффект от мероприятия (Приложение В).

Из приложения видно, что по добывающим скважинам оценить эффективность проведенных ГТМ сложно из-за отсутствия базовых показателей работы. Это связано с тем, что работы проводились преимущественно во время освоения скважин после бурения, при вводе их в эксплуатацию.

Большое применение нашли комплексные обработки скважин - сочетание уплотняющей перфорации и закачки кислоты, кислотной обработки и акустического воздействия и т. д. Но оценить эффективность также практически не удалось.

Тем не менее, по двум скважинам - №2Р и №45 - в результате проведения уплотняющей перфорации отмечен положительный эффект. По скважине 2Р получено увеличение дебита нефти с 0,7 до 20,8 т/сут при сохранении обводненности на прежнем уровне. Продолжительность эффекта 22 месяца, дополнительный отбор нефти оценивается в 8,6 тыс.т. По скважине №45

произошло незначительное увеличение дебита нефти с 4,3 до 8,5 т/сут, обводненность осталась на том же уровне. Продолжительность эффекта более 20 месяцев. Дополнительный отбор составляет около 3,8 тыс.т.

Незначительный положительный эффект прослеживается после обработки скважины №61. В результате проведения уплотняющей перфорации, закачки полиакриламида и проведения соляно-кислотной обработки получено увеличение дебита нефти с 2,2 до 6,4 т/сут. Дополнительный отбор оценивается в 7,5 тыс.т., продолжительность - более 40 месяцев.

В скважине №46 проводилась уплотняющая перфорация, в комплексе с глинокислотой и акустическим воздействием. В результате получено увеличение безводной нефти с 2,4 до 8,4 т/сут. Продолжительность эффекта и дополнительный отбор по скважине равны 34 месяцам и 3,5 тыс.т.

Значительный дополнительный отбор в 12,8 тыс.т. за 70 месяцев показала скважина №30 после ее обработки глинокислотой и акустическим воздействием, а также проведения уплотняющей перфорации.

Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах практически аналогичны работам, проводимым на добывающих скважинах.

На месторождении проводился гидравлический разрыв пласта. В целом по месторождению за последние 11 лет разработки величина дополнительно добытой нефти составляет 340,9 тыс.т. За период разработки проведены мероприятия ГРП на восьми добывающих скважинах (Приложение Г). Технологический эффект от мероприятий ГРП значительно превосходит эффект других реализованных методов. Для проведения ГРП подбирались малодебитные скважины, дающие безводную нефть. Гидроразрыв позволяет увеличить средний дебит нефти более чем в три раза - с 11,1 до 33,9 т/сут. Среднее значение продолжительности эффекта - около 42 месяцев. На одну скважинную операцию приходится более 30 тыс.т. дополнительно отобранной нефти. Продолжительность эффекта от ГРП по скважинам прослеживалась в течение:

- менее 2-х лет - 2 скважины (№7, 30);

- 2 года - 1 скважина (№29);
- 6 лет - 1 скважина (№61);
- 7 лет - 1 скважина (№70);
- свыше 7 лет - 2 скважины (№46, 69).

Эффект от повторного ГРП, проведенного на скважинах №61, 69, 87, продолжается. На скважине №46 получен отрицательный эффект в 2009 году.

Основная причина снижения эффективности ГРП - увеличение обводненности, при которой невысокие дебиты жидкости определяют снижение суточных дебитов нефти ниже базовых.

На месторождении также применялись мероприятия по интенсификации добычи нефти за счет форсированного отбора жидкости при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. За период с 2006 по 2010 г. было проведено 13 операций по ИДН (Приложение Г). Средний прирост дебита нефти составил 13,9 т/сут.

В целом, накопленный объем дополнительно добытой нефти за счет применения методов интенсификации притока составил 98,7 тыс. т., ГРП - 340,9 тыс.т. Получение прироста добычи нефти выше проектных значений путем применения ГТМ сопровождается увеличивающейся обводненностью, дополнительными затратами на подъем попутно добываемой воды, ухудшением характеристики вытеснения.

2.9 Обоснование комбинированного воздействия растворами поверхностью-активных веществ и плазменно-импульсной технологией для повышения нефтеотдачи пластов

В процессе разработки нефтяных месторождений используются водные растворы поверхностно-активных веществ, они оказывают комплексное влияние на различные физико-химические свойства нефти. В результате взаимодействия с нефтью происходит значительное улучшение ее реологических и фильтрационных свойств. Использование поверхностно-активных веществ помогает отмыть пленочную нефть, гидрофилизировать породу, уменьшить набухаемость глинистых минералов, укрепить капиллярную пропитку и

увеличить фазовую проницаемость для нефти. [20,21,22].

Результаты использования плазменно-импульсной технологии воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений в России и за рубежом показали, что применение данного метода позволяет раскучить зону призабойной депрессии и создать упругие колебания в продуктивном пласте на частоте собственного параметрического резонанса. Это приводит к увеличению пропускной способности нагнетательных скважин, улучшению подвижности нефти, а также увеличению дебита добывающих скважин и снижению содержания воды в эксплуатируемой продукции. Это особенно важно для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. [23,24,25]

Для улучшения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов пластов были разработаны методы комбинированного воздействия на пластовую систему.

2.9.1 Последовательность проведения работ при комбинированном воздействии растворами поперностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологией

Чтобы внедрить данную технологию на нефтяных месторождениях, необходимо провести тщательный анализ работы залежи и скважин. Данный анализ включает оценку геологической структуры месторождения и типа залежи, а также изучение эксплуатационного режима, технологической схемы разработки, параметров коллектора (таких, как пористость, проницаемость, толщина, положение кровли и подошвы продуктивного пласта, коэффициенты расчленности, песчанность, положение ВНК и т.д.), начальных и текущих пластовых давлений, статических и динамических уровней в скважинах, температуры пласта, методов первичного и вторичного вскрытия пласта, утвержденных запасов и планируемого коэффициента извлечения нефти, а также накопленной добычи, начальных и текущих дебитов скважин и обводненности продукции.

Текущие физико-химические свойства нефти, пластовой воды и газового фактора уточняются. Каждая скважина анализируется с учетом ее конструкции, режима работы, используемого оборудования и метода добычи. Для этого

используются геолого-технические данные, включая диаграммы ГИС, состояние цементного кольца и результаты мероприятий по эксплуатации находящихся на месторождении скважин весь период времени.

На основе проведенного анализа определяется, какие растворы ПАВ и ПИТ будут использоваться для комбинированного воздействия на пластовую систему, а также какой режим их воздействия будет выбран. На первом этапе реализации этого воздействия производится закачка растворов ПАВ в продуктивные пласты месторождения.

Перед выбором типа и концентрации растворов ПАВ проводятся лабораторные исследования на образцах нефти изучаемого месторождения, чтобы обосновать свой выбор. Для выполнения направленного излучения энергии в пласт для декольматации ПЗП и резонансного возбуждения продуктивного пласта необходимо точно установить положение излучателя аппаратуры против интервала перфорации. Для этого спускается каротажный прибор в скважину на каротажном кабеле с набором измерительных преобразователей для измерения уровня жидкости, радиоактивных свойств горных пород, температуры и пластового давления. По ГК-кривой определяют положение продуктивного горизонта, отбивают его кровлю и подошву. Если скважина наклонная, необходимо учесть ее кривизну. По данным измерения уровня и давления определяется гидродинамическое и забойное давление столба жидкости в скважине, что необходимо для последующей оценки эффективности обработки скважины после воздействия ПИТ на пласт.

Следующей ступенью работ является осуществление воздействия ПИТ. Для обработки эксплуатационных скважин используется аппаратура Приток-1. Время и количество импульсов воздействия на пласт зависят от толщины и параметров продуктивного интервала. Обработка скважин при помощи технологии плазменно-импульсного электрогидравлического воздействия производится после извлечения насоса и насосно-компрессорных труб и проводится во время капитального или профилактического ремонта скважин.

Продолжительность процесса составляет 8-10 часов.

Таблица 14 – Последовательность проводимых операции при комбинированном воздействии на продуктивный пласт

Анализ материалов по скважинам и месторождению
Выбор и обоснование скважин для обработки
Обоснование типа ПАВ, концентрации водного раствора, количество импульсов
Подготовка скважин к проведению работ (подъем НКТ)
Спуск измерительного модуля и имплозивного устройства*(определение интервала перфорации по данным ГК, замер необходимых характеристик для последующего анализа, очистка забоя)
Подъем измерительного модуля и имплозивного устройства*
Проведение операции по закачке растворов ПАВ
Спуск аппаратуры «Приток-1» для воздействия ПИТ
Обработка пласта
Подъем аппаратуры
Спуск измерительного модуля и имплозивного устройства* (замер необходимых характеристики для последующего анализа, очистка забоя)
Подъем измерительного модуля и имплозивного устройства*
Запуск скважины и замер необходимых характеристик для последующего анализа
Анализ полученных результатов
Оценка эффективности обработка

*: при необходимости проведение работ по очистке забоя скважины

Для последующей оценки эффективности применения комбинированного воздействия после обработки скважины необходимо зафиксировать следующие данные:

- статические и динамический уровень и затрубном пространстве обработанной и реагирующих скажин;

- давление на устье до и после обработки (для нагнетательных скважин);
- приемистость продуктивного пласта до и после обработки (для нагнетательных скважин);
- коэффициент продуктивности;
- дебит и обводненность скважинной продукции;
- Эффективность разработанной комбинированной технологии может быть оценена сравнением следующим параметров до и после воздействия;
- Коэффициент охвата пласта заводнением по толщине пласта;
- Удельный коэффициент приемистости нагнетательных скважин;
- Остаточная нефтенасыщенность пласта определенная геофизическими методами, исследованием керна, отобранного из оценочных скважин.

2.9.2 Технология комбинированного воздействия растворами поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологией

Для повышения нефтеотдачи пластов с помощью комбинированного воздействия растворами ПАВ и плазменно-импульсной технологии необходимо описать последовательность и особенности технологических операций. Чтобы эффективно применять эту технологию, нужно использовать стандартное оборудование и учитывать специфику воздействия ПИТ на нефтяные месторождения. Раздел дает рекомендации по практическому использованию данной технологии.

2.9.2.1 Описание технологического процесса закачки растворов поверхностно-активных веществ в пласт

Применение водных растворов ПАВ на нефтяных месторождениях характеризуется простотой техники, технологии и организации закачки. Доля капитальных вложений в систему закачки и хранения ПАВ в общих капитальных затратах на обустройство месторождения не превышает нескольких процентов, а изменение себестоимости добываемой нефти зависит от расходов на реагент [27,28].

Перед применением реагентов проводятся лабораторные испытания

(определение растворимости ПАВ в воде, изменение поверхностного натяжения на поверхности раздела растворов ПАВ нефть, определение адсорбции ПАВ на поверхности породы)

Для повышения нефтеотдачи пластов поверхностно-активные вещества обычно вводят через кустовую насосную станцию. При периодическом воздействии на пласт высококонцентрированными растворами и можно вводить непосредственно в конкретную нагнетательную скважину.

Во время первоначального этапа заводнения, когда поверхностно-активные вещества вводятся в систему, необходимы предварительные мероприятия для модернизации процесса освоения нагнетательных скважин, которые будут связаны с использованием водного раствора ПАВ. Институт БашНИПИнефть рекомендует использование реагента ОП-10, промывание водопроводов и скважин 0,04-процентным водным раствором ПАВ с расходом 1000-1200 до постоянной концентрации взвешенных частиц в выходном потоке из скважины. Если ПАВ не применяется с самого начала процесса заводнения, то перед его внедрением водопроводы и скважины пропускают через слабokonцентрированный раствор соляной кислоты, а затем 0,1-процентный раствор ПАВ, чтобы предотвратить снижение приемистости нефтяных скважин в результате смыва отложений солей и продуктов коррозии.

2.9.2.2 Технология комбинированного воздействия для обработки нагнетательных скважин

Для обработки нагнетательных скважин комбинированным воздействием растворами неионогенных поверхностно-активных веществ и плазменно-импульсной технологией в рамках диссертационной работы было разработано 2 способа:

Способ 1. Данный способ предназначен для применения комбинированной технологии (ПАВ+ПИТ) на месторождениях с постоянным заводнением растворами ПАВ.

Добавление к закачиваемой воде поверхностно-активных веществ не влечет за собой необходимости существенного изменения давления, темпов и объемов

нагнетания воды. Объемы закачиваемых в пласты водных растворов ПАВ должны быть значительными.

Применение плазменно-импульсной технологии в условиях месторождений, разрабатываемых методом заводнением растворами ПАВ, предпочтительно в нагнетательных скважинах, расположенных внутри контура нефтеносности.

После извлечения НКТ и пакера в скважину на каротажном кабеле опускается геофизический прибор с комплексом датчиков (активный локатор муфт, ГК, манометр, резистивиметр, датчик состава). Анализируя данные по месторождению и по скважине, подлежащей обработке выбирается оптимальный режим обработки (интервалы и шаг обработки)

Далее производится воздействие плазменно-импульсной технологией . Применение плазменно-импульсной технологии позволяет повысить эффективность от воздействия ПАВ за счет повышения приемистости скважины, коэффициента охвата пласта заводнением и скорости диффузии ПАВ из закачиваемого раствора в нефть. Количество интервалов обработки выбирается в зависимости от толщины продуктивного интервалов обработки выбирается в зависимости от толщины продуктивного пласта. Воздействие упругими импульсами в каждом интервале производится в выбранном диапазоне частот при помощи источника упругих резонансных импульсов.

После обработки плазменно-импульсной технологией возобновляется закачка рабочего агента.

Способ 2: Для удобства автоматической работы КНС и более быстрого процесса закачки растворов ПАВ, можно использовать импульсную закачку с комбинированным воздействием ПИТ на пласт. Перед закачкой водного раствора ПАВ в нагнетательную скважину спускается колонна насосно-компрессорных труб с пакером, который устанавливается над зоной перфорации. Далее проводится закачка водного раствора ПАВ с необходимой концентрацией и минимальным объемом, составляющим 0,5 порового объема участка разработки. Затем, происходит обработка скважины плазменно-импульсной

технологией, согласно способу 1. После обработки места вновь возобновляется закачка рабочего агента. Таким образом, импульсная закачка с комбинированным воздействием ПИТ на пласт имеет технологические преимущества в сравнении с долгосрочной закачкой слабоконцентрированных растворов ПАВ. В Татарстане, для осуществления такой закачки, можно использовать те же технические средства.

2.9.2.3 Технология комбинированного воздействия для обработки добывающих горизонтальных скважин

Обработка горизонтальных добывающих скважин комбинированным воздействием осуществляется с помощью специально разработанного устройства.

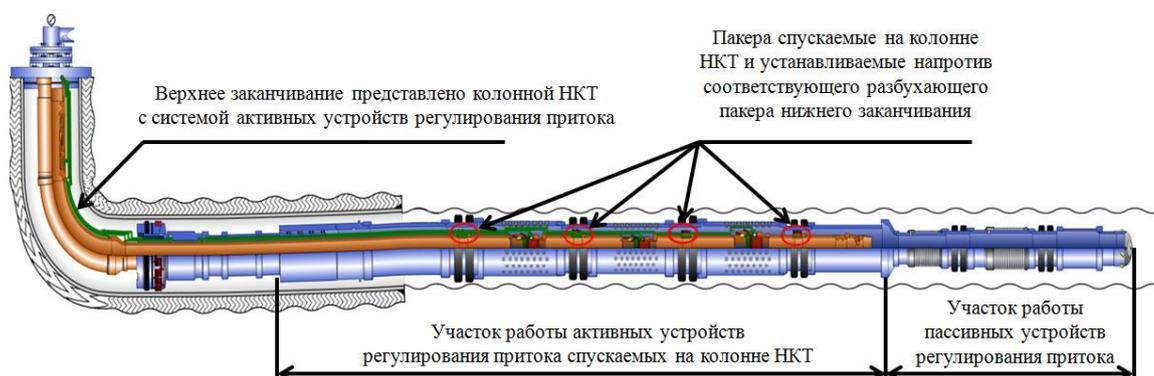


Рисунок 3- Устройство для обработки горизонтальных скважин

Для подготовки скважины к работам необходимо снять погружной насос и установить блок-баланс каротажного подъемника на устье. Затем проводится спуск скважинного прибора на жестком геофизическом кабеле, контролируя его глубину при помощи глубиномера. Обработка пласта осуществляется через каждые 0.5-1.0 м горизонтального участка скважины при движении прибора от забоя к устью с использованием 10-30 импульсов с периодом следования 2 импульса в минуту. После подъема и извлечения прибора проводится повторная установка погружного насоса и запуск работы скважины. Для генерирования

упругих импульсов в горизонтальных нефтяных скважинах эффективна установка специального устройства. Оно обеспечивает деколматацию призабойной зоны и возбуждение резонансных колебаний в системе скважина-пласт, способствующих повышению проходимости пласта. Устройство также имеет самоустанавливающийся блок на подшипниках, обеспечивающий направленное упругое излучение в сторону кровли продуктивного пласта и создание дополнительных трещин и каналов. Обработка комбинированным воздействием добывающих горизонтальных скважин предполагает закачку растворов неионогенных поверхностно-активных веществ в соседние нагнетательные скважины. Это может быть как постоянной, так и периодической закачкой.

Результаты исследований показали, что использование упругих импульсов ускоряет процесс перемещения нефтерастворимых компонентов из водных растворов ПАВ и нефти. Комбинированное воздействие на горизонтальные скважины стимулирует добычу нефти путем увеличения эффективности закачки ПАВ, что приводит к более высокой производительности.

3 РАСЧЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

3.1 Характеристики вытеснения

Под характеристиками вытеснения понимаются различные зависимости между величинами добываемого объема жидкости, нефти и воды. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой. Также она позволяет судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов в безразмерном времени позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

Используя фактические данные по накопленной добыче нефти и жидкости за прогнозный период, строятся зависимости по данным формулам. Экстраполируя получившуюся прямую на прогнозный период можно получить показатели разработки базового варианта. Затем, сравнивая их с фактическими, определяют изменение накопленной добычи нефти и жидкости.

Характеристики вытеснения позволяют наблюдать за результатами геолого-технических мероприятий, производимых с целью увеличения нефтеизвлечения. Использование характеристик вытеснения нефти для оценки эффективности ГТМ может приводить к большим ошибкам прогноза добычи нефти. В настоящее время основными проблемными моментами использования характеристик вытеснения в задачах мониторинга и управления разработки нефтяных месторождений являются:

- Выбор базового участка истории разработки (его обучающего подмножества) до проведения ГТМ.
- Учет экспертных прогнозных значений накопленной добычи нефти.
- Низкая точность и неустойчивость оценок прогноза добычи и оценок

технологической эффективности ГТМ при малом объеме исходных данных на базовом участке истории разработки.

Следует особо отметить, что все характеристики вытеснения получены эмпирическим путем на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений. Многолетний опыт использования предложенных уравнений показывает, что к каждому пласту следует подбирать свою характеристику. Кроме того, в соответствии с данной методикой предполагается, что на всём протяжении сохраняется линейная зависимость между параметрами рассматриваемых уравнений. А это условие не выполняется. Несмотря на существенные недостатки данной методики прогнозирования технологических показателей разработки, в настоящее время для оценки эффективности воздействия на пласт она применяется чаще других методов. Но так как до сих пор не удалось разработать объективные критерии отбора, поэтому берут 3-4 зависимости из всего их многообразия и берут среднее значение прогноза по этим характеристикам, как было сделано в расчёте. Отсюда такие различия между прогнозируемыми и фактическими значениями.

Недостатками характеристик вытеснения являются:

- Все характеристики получены эмпирическим путем на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений;
- К каждому пласту необходимо подбирать свою характеристику;
- Достоверность прогноза зависит от временного интервала в предпрогнозный период, четких критериев выбора оптимального периода не существует;
- Отсутствует надежный механизм разделения эффекта от нескольких одновременных мероприятий по ПНП.

Несколько рекомендаций для применения характеристик вытеснения с целью определения эффективности мероприятий по ПНП и ИДН:

- Практически все характеристики вытеснения работают при обводненности от 50%. Применение их на более ранней стадии необоснованно;
- Для построения аппроксимационной зависимости выбирается

прямолинейный участок кривой, но не менее 5-6 и не более 10-12 точек;

- Т.к. объективных критериев отбора характеристик не существует, расчет ведется как минимум по 3 зависимостям, по которым коэффициент детерминации (или корреляции) наиболее близок к 1;
- Определение эффекта – средняя величина по нескольким рассчитанным зависимостям.

Модели характеристик вытеснения

Модели характеристик вытеснения представляют собой функциональные зависимости между показателями разработки нефтяных месторождений, полученные на основе изучения истории разработки различных эксплуатационных объектов. Данные модели воспроизводят процесс снижения нефтенасыщенности и роста обводненности в связи с применением метода поддержания пластового давления закачкой воды в пласт или при наличии активной подошвенной воды.

Характеристики вытеснения делятся на интегральные и дифференциальные. Интегральные модели являются промыслово-статистическими методами, основанными на отношениях между накопленными производственными показателями Q_H , Q_B и их комбинациями ($Q_{ж}$, ВНФ и т. д.), где Q_H , Q_B , $Q_{ж}$ – накопленная добыча нефти, воды и жидкости; ВНФ – накопленный водонефтяной фактор. Дифференциальные модели представляют собой зависимости между текущими отборами q_H , q_B и их комбинациями ($q_{ж}$, обводненность и т. д.), где q_H , q_B , $q_{ж}$ – месячная добыча нефти, воды и жидкости. В работе рассматриваются только интегральные модели характеристик вытеснения, так как они являются более устойчивыми к изменениям процесса разработки и получили 40 более широкое распространение в отрасли [20]. В таблице 15 показаны наиболее часто применяемые интегральные модели характеристик вытеснения, которые позволяют представить комбинированный подход к выполнению мероприятий по эффективной нефтеотдаче.

Таблица 15 - Основные виды характеристик вытеснения

№	Название модели характеристики вытеснения	Интегральная форма модели
1	Пирвердяна [21]	$Q_H = aQ_{ж}^{-1/2} + b$
2	Максимова [22]	$Q_H = a \ln(Q_{ж}) + b$
3	Гайсина [23]	$\frac{Q_H}{Q_{ж}} = a \ln(Q_H) + b$
4	Казакова [24]	$Q_H = a + b(Q_{ж})^{-c}$
5	Камбарова [25]	$Q_H = a(Q_{ж})^{-1} + b$
6	Сазонова [26]	$Q_H = a \ln(Q_{ж}) + b$
7	Абызбаева [27]	$\ln Q_H = a \ln(Q_{ж}) + b$
8	Назарова-Сипачева [28]	$\frac{Q_{ж}}{Q_{в}} = aQ_{в} + b$

Качество прогноза зависит от качества исходных данных, выбранного периода истории для адаптации моделей и главным образом от метода определения оптимальной модели для каждого частного случая прогнозирования.

3.2 Прогноз технологического эффекта от применения комплекса ГТМ с применением характеристик вытеснения

Прогноз дополнительной добычи нефти за счет применения комплекса геолого-технических мероприятий осуществляется на основании характеристик вытеснения. Характеристика вытеснения, предложенная Камбаровым Г.С.:

$$Q_H = A + \frac{B}{Q_{ж}}, \quad (1)$$

где Q_H , $Q_{ж}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти и жидкости соответственно; A , B – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных.

Методика расчета эффективности применения ГТМ на основе характеристики вытеснения Камбарова

- 1) По исходным данным строится график в координатах накопленная добыча нефти Q_H - обратная величина накопленного отбора жидкости $1/Q_{ж}$.
- 2) На построенном графике проводится прямая, которая экстраполируется на прогнозный период, тем самым формируя показатели базового (без применения ГТМ) варианта.
- 3) Методом наименьших квадратов вычисляются коэффициенты А и В.
- 4) Используя данные о величине накопленных отборов жидкости (фактический отбор жидкости), по полученному уравнению определяется накопленная добыча нефти.
- 5) Разница между накопленной добычей нефти и накопленной добычей по базовому варианту представляет собой добычу нефти за счет применения ГТМ.

Расчет эффективности применения ГТМ

Исходные данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Исходные данные, тыс. т.

Накопленная добыча нефти	Накопленная добыча воды	Накопленная добыча жидкости	Q_B	$1/Q_{ж}$
3845,5	911,0	4756,5	3845,5	0,00021
3890,5	1091,0	4981,5	3890,5	0,00020
3925,5	1331,0	5256,5	3925,5	0,00019
3955,5	1581,0	5536,5	3955,5	0,00018
4005,5	1831,0	5836,5	4005,5	0,00017
4050,5	1986,0	6036,5	4050,5	0,00017
4091,1	2159,6	6250,7	4091,1	0,00016
4155,3	2454,1	6609,4	4155,3	0,00015
4177,4	2794,4	6971,8	4177,4	0,00014
4228,2	3101,0	7329,2	4228,2	0,00014
4286,7	3443,8	7730,5	4286,7	0,00013
4331,7	3652,1	7983,8	4331,7	0,00013
4391,0	3965,6	8356,6	4391,0	0,00012
4457,4	4240,9	8698,3	4457,4	0,00011
4553,1	4395,6	8948,7	4553,1	0,00011

График зависимости Q_B от $1/Q_{ж}$ представлен на рисунке 3. На нем также изображена экстраполированная прямая конечных точек, которые показывают базовую добычу нефти. Коэффициенты А и В равняются 4968 -5490000 соответственно.



Рисунок 4 - Характеристика вытеснения по методу Камбарова Г.С.

После адаптации линии тренда получаем следующее уравнение:

$$Q_n = 4968 + \frac{-5490000}{Q_{ж}} \quad (2)$$

Определяем базовую накопленную добычу нефти и технологический эффект от применения ГТМ. Результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Технологический эффект от применения геолого-технических мероприятий

Год	Фактическая накопленная добыча нефти, тыс. т.	Базовая накопленная добыча нефти, тыс. т.	Фактическая годовая добыча нефти, тыс. т.	Годовая добыча нефти по базовому варианту, тыс. т.	Дополнительная добыча нефти от применения ГТМ, тыс. т.
11	4286,7	4257,8	58,5	38,9	19,6
12	4331,7	4280,4	45,0	22,5	22,5

13	4391,0	4311,0	59,3	30,7	28,6
14	4457,4	4336,8	66,4	25,8	40,6
15	4553,1	4354,5	95,7	17,7	78,0
Сумма					189,3

На основании таблицы был построен график фактической и прогнозной накопленной добычи нефти на 5 лет (рисунок 4).

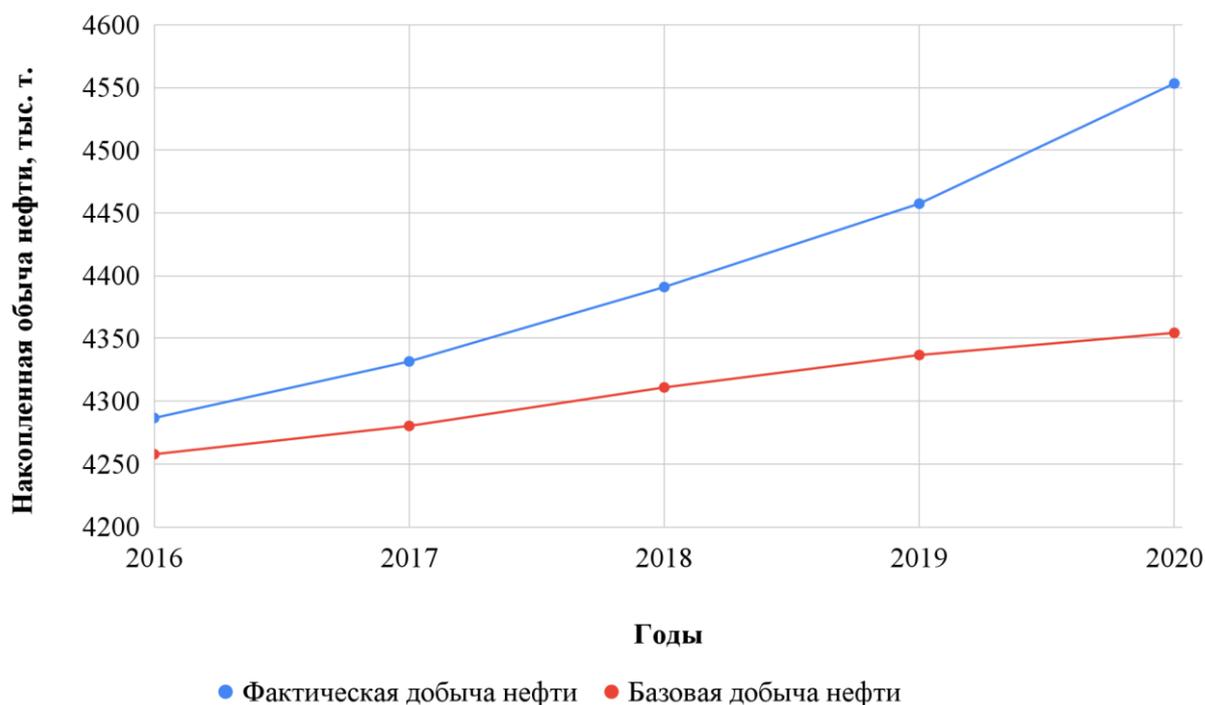


Рисунок 5 – Оценка эффективности добычи нефти на 5 лет

Далее был рассчитан прогноз дополнительной добычи нефти за счет применения комплекса геолого-технических мероприятий на основании других характеристик вытеснения: Сазонова Б.Ф., Пирведяна А.М., Максимова М.М. Результаты расчетов по данным методам, а также средние значения прогнозируемой дополнительной добычи нефти представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Результаты расчетов технологической эффективности ГТМ по характеристикам вытеснения

Автор методики	Вид характеристики вытеснения	Квадрат ошибки, R^2	Технологическая эффективность ГТМ, тыс.т нефти

Камбаров Г.С.	$Q_H = A + \frac{B}{Q_{ж}}$	0,982	189,3
Сазонов Б.Ф.	$Q_H = A * \ln(Q_{ж}) + B$	0,974	170,1
Пирвердян А.М.	$Q_H = aQ_{ж}^{-1/2} + b$	0,913	199,5
Максимов М.И.	$Q_H = a \ln(Q_{ж}) + b$	0,905	150,2
Среднее значение			177,3

Также с помощью характеристик вытеснения был рассчитан прогноз добычи нефти на последующие пять лет. Годовая добыча жидкости (рисунок 6) близка к постоянной величине. Следовательно, принимаем постоянное значение годовой добычи жидкости для дальнейшего расчета.

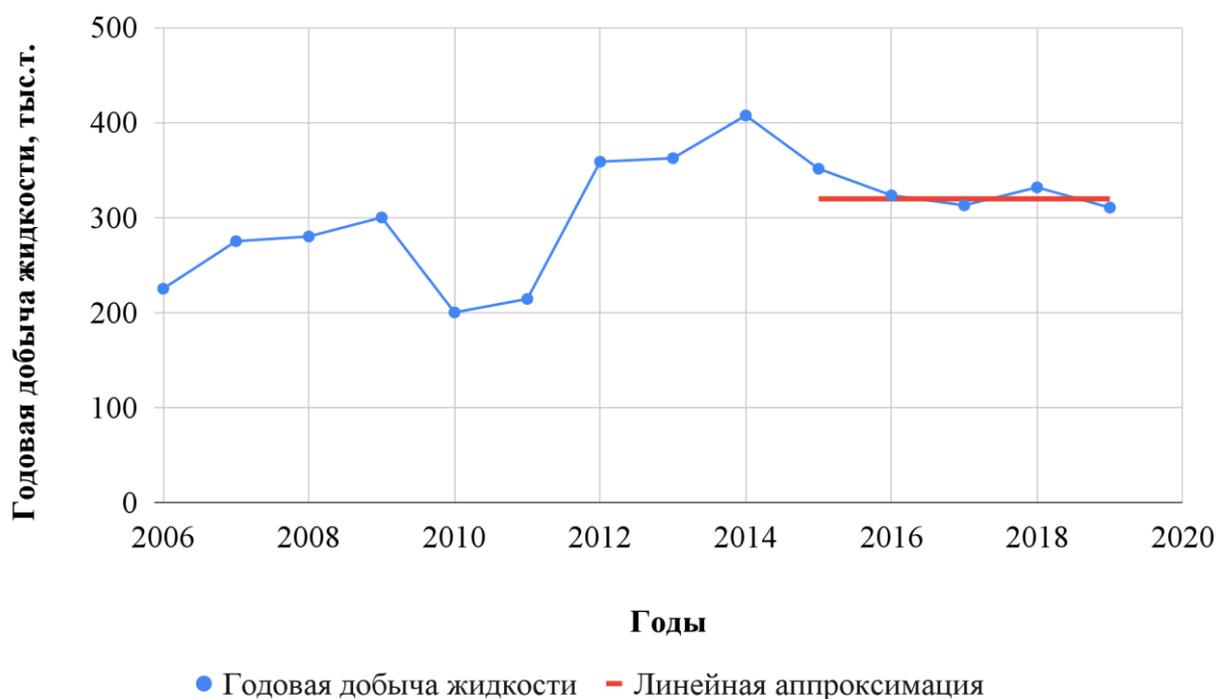


Рисунок 6 – Аппроксимация периода годовой добычи жидкости

Экстраполируем $Q_{ж}$ по линейному закону, используя линейный тренд на выбранном временном отрезке истории накопленной добычи. Получаем уравнение линейного тренда:

$$Q_{ж} = -636661 + 320t. \quad (3)$$

где t - время.

Используя уравнения характеристик вытеснения, рассчитанные коэффициенты А и В и экстраполированные значения $Q_{ж}$, можно рассчитать прогнозную $Q_{н}$ (таблица 19).

Таблица 19– Прогнозная добыча воды и нефти, тыс.т.

Год	Прогнозная $Q_{ж}$	Прогнозная $Q_{н}$
2021	9331	4569
2022	9651	4617
2023	9970	4661
2024	10290	4703
2025	10610	4742

На основании таблицы построен график прогноза накопленной добычи на 5 лет (рисунок 7).

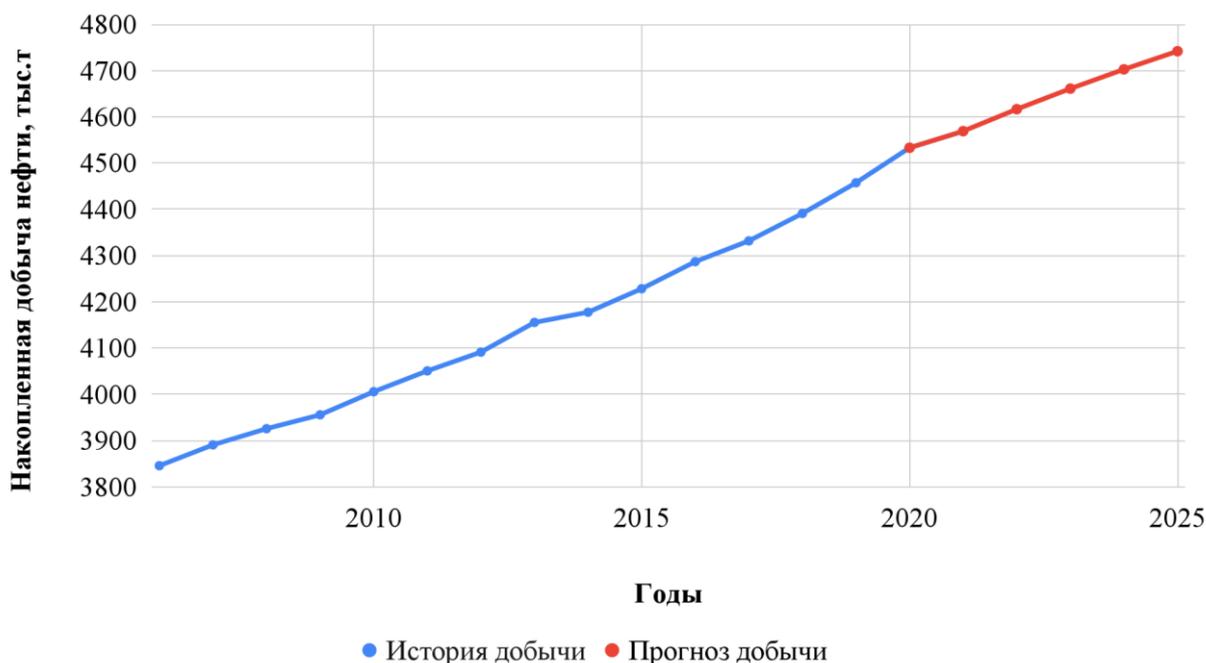


Рисунок 7 – Прогнозная добыча нефти

Исходя из величины минимального квадрата ошибки прогноза накопленной добычи нефти наиболее точным для месторождения X оказался

метод Камбарова Г.С.

В результате обработки полученных данных по пяти характеристикам вытеснения среднее значение технологической эффективности проведенного комплекса ГТМ оценивается в 177,3 млн. тонн нефти.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б95	Диалло Мухамаду Уле

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение геолого-технических мероприятий на нефтяном месторождении «Х»
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39.2-032-98 Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий РД 39-0135391-032-89 Инструкция по технологии воздействия на призабойную зону в условиях высоких температур и давлений в агрессивных средах для карбонатно-гранулярных коллекторов (смесью соляной и азотной кислоты). УкргипроНИИнефть РД 39-0139285-038-86 Инструкция по технологии ограничения водопритоков в добывающих скважинах ПО "Саратовнефтегаз" смесью растворов полиакриламида и карбоксиметилцеллюлозы сливаемых сернокислым хромом в кислой среде. КБ ПО "Саратовнефтегаз" РД 39-0135391-021-87 Инструкция по технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов с использованием порционных закачек спецжидкостей в зону перфорации. УкргипроНИИнефть
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 28.05.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности геолого-технических мероприятий на месторождении «Х»
--	--

2. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении ГТМ
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности проведения комплекса ГТМ, включающего ГРП, обработку ПАВ, ПАА
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		14.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Диалло Мухамаду Уле		14.03.2023

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемого комплекса геолого-технических мероприятий для нефтяного месторождения X, поскольку только на основании экономических показателей можно судить об экономической эффективности предлагаемых и проводимых мероприятий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассчитать выручку от реализации дополнительно добытой нефти;
- произвести подсчет капитальных вложений, необходимых на проведение комплекса геолого-технических мероприятий;
- рассчитать прибыль от реализации с учетом всех затрат на проведение ГТМ;
- рассчитать экономические показатели проекта: поток денежной наличности, индекс доходности, период окупаемости;
- произвести экономическую оценку проведения комплекса геолого-технических мероприятий.

Комплекс ГТМ связан с получением дополнительной добычи нефти по рассматриваемому объекту разработки. Предлагаемые геолого-технические мероприятия для получения дополнительной добычи нефти: гидравлический разрыв пласта, кислотная обработка соляной кислотой, обработка полимердисперсными системами.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти, при этом должны быть учтены все статьи затрат.

4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения комплекса геолого-технических мероприятий

Исходные данные для расчета экономических показателей осуществления комплекса геолого-технических мероприятий приведены в таблицах 20 и 21

Таблица 20 – Исходные данные для расчета

Показатели	Единицы измерения	Значение
Кол-во проведенных операций ГРП	скв.-операций	11
Кол-во проведенных операций КО	скв.-операций	3
Кол-во проведенных операций обработки ПАА	скв.-операций	2
Стоимость операции ГРП	тыс. руб.	3244,1
Расход кислоты	тонн/1 скв.-операцию	2
Стоимость соляной кислоты	тыс.руб./тонну	18
Стоимость полимера ПАА	тыс.руб./тонну	140
Расход ПАА	тонн/1 скв.-операцию	3
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб./т	44180,9
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	лет	5

Таблица 21 – Исходные показатели технологической эффективности мероприятий ГТМ, тыс. тонн нефти

Год	Прогнозная добыча нефти по истории разработки до ГТМ	Фактическая добыча в прогнозируемом периоде после проведения ГТМ	Технологическая эффективность ГТМ
2016	38,9	58,5	19,6
2017	22,5	45,0	22,5
2018	30,7	59,3	28,6

2019	25,8	66,4	40,6
2020	17,7	95,7	78,0
Итого:	189,3		

На дату анализа средняя стоимость нефти марки Urals составила 94,53 долларов за 1 баррель нефти (или 44180,99 руб./тонну нефти) [1]. Экономическая оценка производится на пятилетний период при норме дисконта 15%.

При проведении расчетов по оценке экономической эффективности геолого-технических мероприятий использованы показатели для оценки проектных технологических решений в соответствии со следующими методическими материалами:

- «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (утвержденных приказом МПР РФ №61 от 21.03.07);
- «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (Экономика, Москва, 2000г.);
- Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»

4.1.1 Выручка от реализации

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после комплекса ГТМ за годичный период:

$$B_t = (C_H \times Q_H) \quad (4.1)$$

где C_H – цена реализации в t-ом году, руб./т; Q_H – дополнительная добыча нефти за t год.

Принимаем цену реализации продукции постоянной на протяжении 5-ти лет. Расчет выручки от реализации нефти за каждый прогнозный год добычи представлена в таблице 22.

Таблица 22 - Выручка от реализации дополнительно добытой нефти

Год	Дополнительная добыча нефти от ГТМ, тыс.т	Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, тыс. руб.
2016	19,6	401,1
2017	22,5	505,8
2018	28,6	902,9
2019	40,6	1216,7
2020	78,0	1710,3
Итого:		4736,9

Таким образом, прирост выручки за 5 лет разработки месторождения, благодаря дополнительной добыче нефти в результате положительного эффекта применения комплекса ГТМ составил 4,7 млрд руб.

4.1.2 Затраты на проведение комплекса ГТМ

В соответствии с исходными данными (таблица 5.1.) капитальные вложения будут состоять из суммы затрат на осуществление операций обработки ПАА (140 тыс. руб./тонну), операций гидроразрыва пласта (3244,1 тыс. руб./скв.-операцию) и затрат на реагент для полимерного заводнения – полиакриламид (ПАА) (140 тыс. руб/тонну). Стоимость операции обработки соляной кислотой взята из каталога компании-поставщика [2], стоимость операции ГРП (за исключением собственных данных) взята из работы [3], где расчет операции проводился на основании сметы затрат и нормативов, стоимость реагента ПАА взята из каталога компании-поставщика «Дацин Кемикал» [4].

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в *i*-м году принимаются в размере 500 руб./т, налог на прибыль предприятия принят в размере 20 %, НДС составляет 20 %.

Налоги и платежи, учитываемые в составе эксплуатационных затрат:

- отчисления в фонд обязательного медицинского страхования - 5,1%;
- отчисления в фонд социального страхования – 2,9%;

- тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний – 0,5%;
- отчисления в Пенсионный фонд – 22,0%,

Таким образом, страховые взносы в сумме составляют 30,5% от фонда оплаты труда. Средняя месячная заработная плата одного работника составляет 49396,6 руб. Численность персонала для проведения необходимых операций ГТМ - 14 чел/скв. Средняя месячная заработная плата для 14 человек - 691553,3 руб. Ежегодный фонд оплаты труда для 14 человек составляет 8298640 руб., соответственно, в сумме за 5 лет фонд заработной платы составит 41493202,8 руб. Средняя месячная заработная плата одного работника составляет 49396,6. С учетом тарифа в 30,5% страховые взносы составляют 2531085,2 руб.

Отдельно рассчитывается НДС. Степень выработки запасов месторождения составляет менее 80%, следовательно, коэффициент выработанности равняется 1. Запасы месторождения по основному пласту Ю1 - 11,8 млн.т. нефти, следовательно, коэффициент, характеризующий величину запасов, равняется 1. Коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти, равняется 1, так как проницаемость месторождения составляет более 0,002 Д. Коэффициент, характеризующий регион добычи нефти для месторождения X равняется также 1. Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, рассчитывается по формуле 4.1.

$$K_{ц} = (Ц - 15) \frac{P}{261}, \quad (4.1)$$

где Ц - цена нефти за баррель, P – среднее значение курса доллара за налоговый период.

Ставка налогообложения для добычи нефти - 919 р./т.

Налог на имущество рассчитывается по формуле 4.2.

$$H_{и} = 2,2 * ОФП, \quad (4.2)$$

где 2,2 - налоговая ставка, %, ОФП - стоимость основных производственных фондов.

Все описанные выше затраты на проведение комплекса ГТМ представлены в

сводной таблице 23.

Таблица 23 – Затраты на проведение комплекса ГТМ, тыс.руб.

Год	Капитальные затраты на ГТМ	Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти	Страховые взносы	НДПИ	Налог на имущество
2016	7305,0	9800,0	2531,1	160041,2	16872,2
2017	7305,0	11250,0	2531,1	125510,4	14460,8
2018	7305,0	14300,0	2531,1	497702,4	12049,4
2019	7305,0	20300,0	2531,1	645595,9	9638,0
2020	7305,0	39000,0	2531,1	676916,4	7226,7
Итого	36525	94650,0	12655,5	12655,5	60247,1

4.1.3 Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, рассчитанный как разность выручки от дополнительной добычи нефти в результате положительного эффекта от проведения ГТМ и затрат на проведения этих самых мероприятий.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$\Pi_t = V_t - (K_t + Z_{\text{пер}} + H_t) \quad (4.3)$$

где V_t – выручка от реализации продукции; K_t – капитальные затраты; $Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти; H_t – сумма налогов (НДС + страховые взносы+НДПИ+налог на имущество).

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода рассчитывается как

$$\Pi_{\text{пр}} = \Pi_t - H_{\text{пр}} \quad (4.4)$$

где $H_{\text{пр}}$ – налог на прибыль (20%).

Таблица 24 - Итоговые показатели прибыли, тыс.руб.

Год	Валовая прибыль от реализации	Налог на прибыль предприятия, руб.	Чистая прибыль предприятия
2016	124330,5	24866,1	99464,4
2017	243582,7	48716,5	194866,1
2018	188432,1	37686,4	150745,7
2019	287989,9	57598,0	230392,0
2020	635260,8	127052,2	508208,7
Итого	1479596,0	295919,2	1183676,8

4.2 Расчет экономических показателей проведения комплекса ГТМ

Чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV) – сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году, выражается следующей формулой:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+E_H)^{tp-t}} = \sum_{t=1}^T \frac{П_t - K_t + A}{(1+E_H)^{tp-t}} \quad (4.6)$$

где D_t – величина текущего денежного потока t -го года, которая представляет собой сумму чистой прибыли от реализации в t -м году ($П_t$), увеличенная на сумму амортизации и уменьшенная на величину капитальных вложений направляемых на освоение нефтяного месторождения; A - амортизация, руб; T – расчетный период оценки деятельности предприятия; E_H – ставка дисконтирования, доли ед.; tp, t – соответственно текущий и расчетный год.

Норма амортизации для месторождения X составляет 14,29%, ежегодная амортизация для месторождения X составляет 1096081,7 р.

Для расчета чистого дисконтированного дохода ставка дисконтирования принимается равной 15%.

Таблица 25 – Итоговые значения чистого дисконтированного дохода

Год	Денежный поток, руб.	Чистый дисконтированный доход (NPV), руб.
2016	92159,40536	92159,4

2017	188657,2309	164049,8
2018	144536,7347	109290,5
2019	224183,0386	147404,0
2020	501999,7424	287020,0
Итого		799923,7

Как видно из таблицы 25, итоговое значение чистого дисконтированного дохода за 5 лет разработки месторождения составит 799 млн.руб.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об экономической эффективности проведения геолого-технических мероприятий, поскольку величины итоговых поступлений от реализации дополнительно добытой нефти будет достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности потраченных на операции ГТМ средств.

Индекс доходности (PI) – отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\Pi_t}{(1+E_H)^{tp-t}}}{\sum_{t=1}^T \frac{K_t}{(1+E_H)^{tp-t}}} = \frac{799923700}{36525000} = 21,9 \quad (4.7)$$

Индекс доходности является положительным и удовлетворяет необходимому неравенству $PI > 1$, т.е. проведенные геолого-технические мероприятия являются экономически эффективными. Высокое значение индекса доходности показывает, что при небольших затратах на проведение ГТМ, они показывают высокую эффективность на исследуемом месторождении.

Период окупаемости ($P_{ок}$) – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{\Pi_t - K_t}{(1+E_H)^{tp-t}} = 0 \quad (4.8)$$

где $P_{ок}$ – период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$П_{\text{ср}} = \frac{1183676,8}{12 \text{ мес.} \times 5 \text{ лет}} = 19727947,1 \text{ руб./мес}$$

Определим период окупаемости проведенного комплекса ГТМ:

$$П_{\text{ок}} = \frac{36525000}{19727947,1} = 1,8 \text{ мес} \approx 2 \text{ мес.}$$

Срок окупаемости проведения комплекса ГТМ составит 2 месяца.

Внутренняя норма доходности (ВНД) рассчитывается по формуле 4.9:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - IC, \quad (4.9)$$

где CF_t – денежный поток за определенный промежуток времени, руб.; IRR – внутренняя норма доходности; IC – общие капитальные затраты, руб.

Общие капитальные затраты на месторождении составляют 36525000 руб.

Данные денежного потока представлены в таблице 4.6.

4.3 Экономическая оценка комплекса геолого-технических мероприятий

Экономическая оценка выполнена в соответствии с Приказом №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» экономическая оценка проведения комплекса ГТМ нефтяного месторождения X приведена в таблице 26.

Показатели	Значения				
	16	17	18	19	20
Прирост добычи нефти, тыс.т.	19,6	22,5	28,6	40,6	78,0
Прирост выручки от реализации, млн руб.	401,1	505,8	902,9	1216,7	1710,3
Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти, млн руб.	9,8	11,3	14,3	20,3	39,0
Сумма налогов и платежей, млн руб.	260,2	244,2	693,4	901,7	1029,3

Показатели	Значения				
	16	17	18	19	20
Прибыль предприятия, млн руб.	99,0	194,4	150,3	229,9	507,8
Чистый дисконтированный поток (NPV), млн руб.	92,8	163,6	108,9	147,1	286,8
ВНД, %	314				
Индекс доходности (PI), доли ед.	21,9				
Срок окупаемости, мес.	2				

Как показал расчет экономической эффективности проведения ГТМ, отрицательные значения отсутствуют, т.е. при существующих экономических обстоятельствах проведение комплекса окупается в течение двух месяцев. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 1,18 млрд. рублей. На месторождении X ВНД составляет 314%, что говорит о высоких перспективах вложений в мероприятия ГТМ на данном месторождении.

Заключение

На основании оценки экономической эффективности проведения комплекса мероприятий ГТМ по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были сделаны следующие выводы:

- по результатам расчетов выручка от реализации составила 4,7 млрд. рублей за 5 лет расчетного периода;
- по результатам расчетов дисконтированная прибыль за 5 лет расчетного периода составила 799,3 млн. руб.
- положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, индекс доходности $PI = 21,9 > 1$, т.е. проведенные геолого-технические мероприятия являются экономически эффективными,

- срок окупаемости по проектируемому варианту составит 2 месяца – период, после которого значение NPV положительно.

- как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение комплекса окупается за 2 месяца. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 1,18 млрд. рублей.

Все вышеперечисленное позволяет сделать вывод, что проведение комплекса геолого-технических мероприятий на месторождении X является экономически обоснованным проектом. При осуществлении комплекса ГТМ дополнительная добыча нефти составит 189,3 тыс. тонн за 5 лет. Инвестор получит дополнительный дисконтированный доход в размере 799,3 млн. руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б95	ФИО Диалло Мухамату Уле		
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

Тема ВКР: Обоснование применения комбинированной технологии повышения нефтеотдачи пластов в процессе разработки месторождений Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> влияние закачиваемого агента на эффективность гидродинамических методов нефтеотдачи в различных геологических условиях</p> <p><i>Область применения:</i> нефтяные, нефтегазовые месторождения с реализуемой системой ППД</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия, производственные помещения</p> <p><i>Климатическая зона:</i> резко-континентальный и континентальный климат</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> оборудование нагнетательных скважин, кустовых насосных станций, систем подготовки закачиваемого агента</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль за параметрами процесса закачивания агента в скважину, регулирование режима работы нагнетательных скважин, эксплуатация и ремонт оборудования систем подготовки и транспортировки закачиваемого агента</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>¹ Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>"Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).</p> <p>ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ТК РФ Статья 214.1. Запрет на работу в опасных условиях труда.</p> <p>ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.</p> <p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"</p> <p>Приложение 1. Опасные производственные объекты.</p> <p>Приложение 2. Классификация опасных производственных объектов.</p> <p>Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021)</p> <p>Статья 14. Классификация условий труда.</p> <p>Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)</p> <p>Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 2451 «Об Правил организации мероприятий по</p>

	<p>предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, за исключением внутренних морских вод Российской Федерации и территориального моря Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением. ГОСТ 356-80 Давления номинальные, пробные и рабочие</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Воздействия газовых компонентов и аэрозолей (включая пары), загрязняющих чистый природный воздух примесей; 2) Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3) Химические вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/химикаты/химическая продукция); <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним; 2) Поверхности твердых или жидких объектов, о которые ударяются движущиеся части тела работающего; 3) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 4) Чрезмерно высокая или низкая температура материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека; 5) Поражение электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, 6) Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; 7) Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; 8) Падение работающего с высоты; 9) Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением. <p>Требуемые средства коллективной и</p>

	<p>индивидуальной защиты: Устройства вентиляции и очистки воздуха, локализации вредных факторов, автоматического контроля и сигнализации, отопления, источники света, осветительные приборы, теплоизолирующие материалы, устройства дистанционного управления, наличие защитного заземления, знаки безопасности, оградительные устройства, звукоизоляция, звукопоглощающие устройства, электроизолирующие устройства и покрытия, предохранительные устройства, тормозные устройства от воздействия механических факторов, использование страховочных устройств, поясов, тросов, противогазы, респираторы, защитная каска, защитный костюм, защитные перчатки, обувь с защитой области пальцев ног, защитные очки, противошумные наушники и вкладыши.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: снижение качества источников питьевой воды Воздействие на литосферу: образование неконтролируемых трещин горной породы в процессе строительства и эксплуатации скважин, риск растепления многолетнемерзлых грунтов Воздействие на гидросферу: попадание подтоварной и сточной вод в поверхностные источники пресной воды, повышение минерализации вод поверхностных водоёмов, риск проникновения закачиваемого агента в водоносные горизонты не участвующих в процессе заводнения Воздействие на атмосферу: повышение выбросов CO₂ при сжигании попутного газа, повышенная концентрация H₂S в воздухе, содержащегося в попутно добываемой воде</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Природные катастрофы (землетрясения, оползни, наводнение) Техногенные катастрофы (открытое фонтанирование скважин, разрушение трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, опасность возгорания ЛВЖ и газов, разливы нефтепродуктов)</p> <p>Наиболее типичная ЧС: разливы нефтепродуктов, разрушение трубопроводных систем</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 06.03.2023</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			06.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Диалло Мухамаду Уле		06.03.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Сущность магистерской диссертации заключается в выборе оптимальных геолого-технических мероприятий и их технологической оценке на нефтяном месторождении X (Томская область) на основании анализа геологических условий и технологических показателей месторождения X. Представленный комплекс геолого-технических мероприятий состоит из ГРП, кислотной обработки, реперфорации, применения полимердисперсных составов.

Комплекс мероприятий ГТМ направлен на решение следующих задач: обеспечение суточной производительности скважин на проектном уровне, сокращение бездействующего фонда скважин, выполнение лицензионных обязательств по поддержанию действующего фонда скважин, снижения обводненности продукции.

Работа была выполнена на персональном компьютере с использованием пакета программ Microsoft Office.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Все работы, осуществляемые в ходе увеличения продуктивности скважин, производятся работниками вахтовым методом, то есть трудовой процесс работников проходит вне места их постоянного проживания. Основные условия, предъявляемые к работникам вахтовым методом: возраст выше 18 лет, отсутствие беременности у женщин, а также наличие у женщин детей/ребенка возрастом до трех лет, отсутствие медицинских противопоказаний в медицинском заключении. По ТК РФ срок вахты не должен превышать одного месяца, период вахты включает в себя как выполнение работ, так и время отдыха между сменами.

Работникам вахтовым методам предусматривается выплата суточных надбавок за вахтовый метод работы, также предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, социальные пакеты – медицинская

страховка, санаторное лечение, пенсионный фонд.

Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены, укреплены. В рабочей зоне, в зависимости от категории опасностей, работники обязаны надевать спецодежду, защитные очки, каску, перчатки, средства индивидуальной защиты органов слуха, специальную обувь с защитными вставками.

Обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, обучении и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества.

Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Для безопасного обслуживания объектов нефтепромысла руководством компании проводится ряд мероприятий по компоновке рабочей зоны. Все скважины промысла оборудованы площадкой для ее удобного обслуживания, которая имеет ограждения в виде перил высотой более 1,1 м, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период. Станции управления насосным оборудованием располагаются на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами и имеют специальное освещение, фонари и прожекторы имеют взрывозащищенное исполнение. Групповые замерные установки оборудованы датчиками контроля газовоздушной среды, сблокированные с приточно-вытяжной вентиляцией. В ходе написания данного раздела были выявлены основные вредные и опасные производственные факторы рабочей среды. Рассмотрен механизм воздействия этих факторов на человека, а также даны рекомендации по снижению рисков при выполнении производственных опасностей.

5.2 Производственная безопасность

Вредные факторы, влияющие на жизнь и здоровье работников, представлены в таблице 1.

Таблица 26 - Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора ДНГ

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Выполнение	Эксплуатация	
1. Факторы, связанные с энергией механического движения (механические опасности);	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [1]; ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам [2].
2. Повышенный уровень шума;	-	+	+	ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Защита от шума [3]
3. Повышенный уровень вибрации;	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования [4]; СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [5]
4. Недостаточная освещенность	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278– 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [6].

5. Повышенная загазованность рабочей зоны.	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [7].
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;	+	+	+	СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания [8].
7. Взрывопожарность ;	+	+	+	Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" [9].
8. Высокое давление в системах работающих механизмов	-	+	+	ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением [10].
9. Движущиеся машины и механизмы	-	+	+	РД 08-272-99. Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности [11].

Рабочим персоналом нефтяного месторождения X в целях безопасного и эффективного выполнения производственных операций исключено воздействие на них вредных и опасных факторов производства. Рабочая зона операторов, следящих за технологическим процессом осуществления геолого-технических мероприятий, удовлетворяет установленным требованиям безопасности и нормам воздействия вредных и опасных факторов. В случае непредвиденных ситуаций, когда по какой-то причине появляется воздействие вредных и опасных факторов на организм работника, на предприятии за минимальный срок проводятся мероприятия по выявлению и устранению данных факторов. А в случае отсутствия положительного результата, проводятся мероприятия по минимизации масштабов воздействия данных негативных производственных

факторов.

Анализ выявленных вредных и опасных факторов и мероприятия по их предупреждению и предотвращению

Анализ климатических показателей

Работникам, задействованным на нефтепромыслах, зачастую приходится находиться на открытом воздухе, в том числе и в зимнее время года. Продолжительное нахождение работника на открытом воздухе при пониженных температурах и высоком ветре приводит к обморожениям различных частей тела и организма в целом.

В соответствии с санитарными нормами [12], рассчитывается рекомендуемый режим работы в условиях низких температур воздуха и высокой скорости ветра. Не допускается работа при одновременных температурах воздуха ниже -40, -35 и -30 °С и соответствующих им силах ветра до 6, до 12 и более 12 м/с. Однако при этом объезды контролируемой территории, осмотр технологически важных объектов и контроль за аварийными ситуациями разрешаются.

В сильные морозы организация предоставляет работникам средства индивидуальной защиты: теплую спецодежду, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапку-ушанку; в летний период в пасмурную дождливую погоду – резиновые плащи, сапоги и резиновые перчатки.

Повышенный уровень шума и вибрации

Работы по зарезке боковых стволов, гидроразрыву пласта сопровождаются повышенным уровнем шума и вибраций, что оказывает негативное влияние на самочувствие работника. Уровень шума не должен превышать 80 ДБ [13].

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и

газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д.

В качестве средств борьбы с высокими уровнями шума и вибрации предусмотрены комплексные программы, исполнение которых направлено на снижение уровня шума в его источниках, а также на путях распространения шума. Производственные объекты, всевозможные установки и площадки проектируются с учетом возможной работы в условиях повышенного шума и вибрации.

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

В процессе обслуживания скважин, технологического оборудования, а также при проведении газоопасных работ работники зачастую контактируют с большими объемами нефтепродукта и их производными (газ, пары нефти), способными оказывать негативное влияние на организм человека, путем воздействия на центральную нервную систему. Полученные таким образом отравления сопровождаются болью в голове, тошнотой, слабостью и т.п.

При осуществлении полимерного заводнения работники контактируют с большими объемами химических реагентов. Применение на месторождении современных технологий (на промыслах установлены специальные системы улавливания и утилизации вредных химических веществ) и рациональная планировка промышленных объектов помогает минимизировать контакт человека с химически опасными реагентами.

Повышенный уровень пыли и газа в воздухе

Операция зарезки боковых стволов – операция дополнительного бурения, производимая на уже существующей скважине. При осуществлении работ на кустовых площадках, отсыпанных песочной основой, в воздух обычно поднимается большое количество пыли и газов от техники, что оказывает негативное воздействие на организм человека. Аналогичные последствия вызывают операции проведения ГРП.

В целях предупреждения отравлений на производстве осуществляется контроль за уровнем пыли и газов в воздухе и использованием средств защиты органов дыхания (респираторов или влажных марлевых повязок, противогазов).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При планировании ГТМ в камеральном помещении искусственное освещение осуществляется с использованием системы общего равномерного освещения. Источники искусственного освещения – люминесцентные лампы типа ЛБ 40, попарно объединённых в светильнике, мощность одной лампы – 40 Вт. Для офиса общего назначения с использованием ПК нормы освещенности составляет 200– 300 лк.

При осуществлении ГТМ персонал находится и перемещается по территории месторождения. Проектирование нефтегазовых объектов осуществляется в соответствии с установленными нормами [15].

Электробезопасность

Работа персонала на производственных объектах нефтяного месторождения невозможна без использования оборудования, находящегося под высоким напряжением. Персонал на такие объекты не допускается без знания инструкции и техники безопасной работы с электрооборудованием, проверка знания которого (тестирование) проводится на предприятии каждый год. Все электроустановки проверяются на соответствие условиям работы и имеют необходимое заземление.

Расчет защитного заземления для электроустановки. Исходные данные: напряжение электроустановки – 360 В; мощность источника питания сети – свыше 100 кВА; сеть с заземленной нейтралью; форма вертикальных электродов – уголок с шириной полки $b = 5$ см; длина вертикального электрода $l = 2$ м; глубина размещения вертикальных электродов $h = 0,9$ м; отношение расстояний между заземлителями к их длине составляет $a/l = 2$; размеры контура заземления $L1 = 22$ м, $L2 = 9$ м; форма горизонтального электрода – 118 полоса шириной $b=12$ мм; грунт торф; характеристика климатической зоны: Средняя многолетняя низшая температура -20 °С (климатическая зона I). Ток замыкания на землю составляет $I_z=500$ А. Тип заземляющего устройства – контурный (размер контура 24x8).

Согласно правилам устройства электроустановок: для установок с

напряжением до 1000 В и мощностью источника питания сети свыше 100 кВА допустимое сопротивление растеканию тока (R_d) составляет 4 Ом.

Расчет параметров заземлителя

Суммарная длина горизонтального электрода $L_r = 2 \times (22 + 9) = 61$ м. Расстояние между вертикальными электродами принимают не менее 2,5–3,0 м. Примем количество вертикальных электродов $n=10$ шт. Расчетное значение удельного сопротивление грунта для вертикального заземлителя:

$$\rho = \rho_{гр} \times K_H = 20 \times 6 = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя R_B определяется по формуле:

$$R_B = 0,366 \frac{\rho}{L} \left(\lg \frac{2L}{d} + 0,51 \lg \frac{4h_1 + l}{4h_1 + l} \right) = 0,366 \frac{38}{2} \left(\lg \frac{2 \times 2}{0,95 \times 0,05} + 0,51 \times \lg \frac{4(1 + 0,9) + 2}{4(1 + 0,9) + 2} \right) = 14,22 \text{ Ом}$$

где $d=0,95b$ (b – ширина полки уголка).

Сопротивление вертикального заземлителя R_r определяется по формуле:

$$R_r = 0,366 \frac{\rho}{L_r} \left(\lg \frac{L_r^2}{dh} \right) = 0,366 \frac{120}{62} \left(\lg \frac{62^2}{0,5 \times 0,012 \times 0,9} \right) = 4,15 \text{ Ом}$$

где для полосы шириной b следует считать $d=0,5b$.

Расчетное сопротивление заземлителя R_3 вычисляется по формуле:

$$R_3 = \frac{R_B \times R_r}{R_B \eta_r + R_r \eta_r n} = \frac{14,22 \times 4,15}{14,22 \times 0,56 + 4,15 \times 0,76 \times 10} = 1,49 \text{ Ом}$$

где n – количество вертикальных электродов; – коэффициент, учитывающий взаимное экранирование вертикальных заземлителей (определяется по таблице 3.3 [68]); – коэффициент экранирования заземлителей с заземляющим проводником (таблица 3.4 [69]).

Показателем того, что расчет защитного заземления выполнен верно, является неравенство: $R_3 \leq R_r (1,49 < 4,15)$.

Взрывопожароопасность

Нефтегазовые промыслы опасны с точки зрения возникновения пожаров и взрывоопасных ситуаций. В процессе эксплуатации производственного

оборудования и трубопроводов из фланцевых соединений и утечках через корпус оборудования и стенки трубопровода при его разрушении выделяются взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, газ, различные химические реагенты), данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1 [16].

Хранение нефтепродуктов на месторождении осуществляется только в специально предназначенных для этого надежных конструкциях – резервуарах [17]. Материалы, из которых изготовлены помещения зданий, огнестойки, и не создают ядовитых облаков дыма. Противогазы располагаются в местах шаговой доступности. Курение на территории промысла осуществляется только в строго отведенных для этого местах.

Оборудование месторождения оснащено контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой для контроля технологического процесса и его остановки в случае превышения параметров выше допустимых. На кустовых площадках, а также в групповых замерных установках, распределительных гребенках установлены приборы контроля загазованности. Данные приборы совмещены со световой и звуковой сигнализацией, а также с системой аварийной вытяжной вентиляции [18].

Высокое давление в системах работающих механизмов

Процесс добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа связан с обслуживанием трубопроводов и аппаратов, работающих под высоким давлением (свыше 21 МПа). Работа с таким оборудованием несет в себе риск для жизни человека в случае возникновения какой-либо неисправности или аварии, поэтому подобные технологические процессы строго регламентируются требованиями безопасности и правилами эксплуатации [19].

Все трубопроводы и аппараты периодически проходят экспертизу промышленной безопасности [20]. Обслуживающий персонал ежемесячно проводит контрольный осмотр фланцевых соединений, наружной поверхности аппаратов и трубопроводов на наличие утечек, а также контрольно-измерительных приборов (манометров, термометров, датчиков уровня) на исправность работы.

Движущиеся машины и механизмы.

Технология бурения боковых стволов и технология ГРП связаны с использованием специального оборудования. При различных аварийных ситуациях на буровых, нередко работники, задействованные в технологическом процессе, получают различные травмы, во избежание этого существуют специальные должностные инструкции по поведению в данных ситуациях и требования безопасности [21].

Опасное для работников оборудование имеет защитные ограждения, либо предупреждающие знаки. Площадки и лестницы соответствуют техническим нормам, имеют хорошо закрепленные поручни, не скользящую поверхность. Системы управления установкой для бурения имеют различные ограничители и системы автоблокировки, которые являются своего рода подстраховкой на случай обрывов колонны штанг и других возможных аварий.

5.3 Экологическая безопасность

Нефтегазодобывающее предприятие, в соответствии с требованиями государственных регулирующих органов, проводят политику по защите окружающей среды от негативного воздействия своих производств. Основными источниками загрязнения окружающей среды являются: аварийные разливы нефтепродуктов в результате несоответствия технологических процессов и оборудования требуемым нормам; выброс в атмосферу вредных компонентов в результате негерметичности используемого оборудования, аварий на производстве или во время сгорания попутных газов на факелах; загрязнение окружающей среды отходами промышленного производства; нанесение ущерба природе и ландшафту в результате возведения производственных объектов.

В целях уменьшения воздействия на окружающую среду, предприятие работает над сокращением количества выбросов и потерь углеводородной продукции, повышает степень утилизации попутных газов.

Загрязнение атмосферы

В результате работы предприятия, в атмосферу ежедневно выбрасываются

различные вредные вещества, такие как оксиды серы, углерода, азота, сероводород, непосредственно сами углеводороды, их различные производные и твердые остатки. В основном, попадания в атмосферу вредных веществ связаны с различными авариями вследствие негерметичности используемого оборудования, прорывов трубопроводов и ненадежности различной вспомогательной техники.

Защита гидросферы

Источники загрязнения гидросферы: различные промышленные стоки, нефтяные амбары или отстойники, разливы нефтепродуктов в результате технических упущений, попадания нефтепродуктов в водоносные горизонты вследствие прорывов, образованных в результате каких-либо операций (в том числе ГРП или ЗБС). Несмотря на то, что на сегодняшний день сложные технологические процессы проектируются с высокой точностью и учитывают различные тонкости, не исключено возникновение различных осложнений, которые приводят к загрязнению близлежащих водоемов и подземных вод.

Нефтедобывающее предприятие соблюдает требования об охране поверхностных вод [23], постоянно отчитываясь в соответствующие контролирующие органы. В виду своей промышленной деятельности, предприятие постоянно разрабатывает различные мероприятия по охране водных ресурсов и контролирует выполнение данных мероприятий, а в случае загрязнения водных объектов – осуществляет работы по их ликвидации и восстановлению ресурсов.

Защита литосферы

В результате десятков лет работы нефтегазодобывающего предприятия значительно видоизменился природный ландшафт. Возведенные производственные объекты различного назначения, проложенные дороги и многокилометровые трубопроводы, созданная инфраструктура разработки нефтегазовых объектов, безусловно, оказала огромное влияние на верхние слои почвы. Непосредственная разработка нефтегазовых коллекторов (бурение и строительство скважин) сказалась на состоянии уже более глубоких слоёв

литосферы.

Помимо физического воздействия, на состояние литосферы также оказывает влияние загрязнение различными химическими компонентами в результате контакта с нефтепродуктами и их производными. Для почв так же, как и в случае с атмосферой и водными ресурсами, предусмотрены ПДК для разных химических соединений [24]. В случае, если мероприятия по защите земельных ресурсов не дали желательного результата, и все-таки произошло загрязнение почвенных слоев, предприятие занимается рекультивацией затронутых участков в соответствии с регламентами контролирующих органов [25].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Главной задачей нефтегазовых предприятий является обеспечение безопасности людей в чрезвычайных ситуациях (ЧС), обусловленных техногенными аварийными ситуациями. Руководство и рабочий персонал должным образом соблюдают правила и технику безопасности в целях недопущения возникновения чрезвычайной ситуации, но зачастую человеческий фактор – не единственная причина ЧС.

Не менее важным, чем ликвидация чрезвычайных ситуаций, мероприятием является предупреждение самих ЧС. Учитывая сферу деятельности нефтедобывающего предприятия, к мерам предупреждения чрезвычайных ситуаций относят следующее: совершенствование рабочих программ, технологических процессов и используемого оборудования с целью повышения их надежности; своевременный ремонт, оценка технического состояния, замена и обновление используемых установок и приборов, программ и материалов, которые могут стать причиной возникновения ЧС; в работах принимают участие только подготовленные высококвалифицированные работники, прошедшие все необходимые инструктажи и ознакомленные с производственным процессом и техникой безопасности.

Наиболее вероятным исходом возникновения чрезвычайной ситуации на

кустовой площадке являются пожары. Пары пластового флюида являются легковоспламеняющейся фракцией углеводородов, а значит достаточно возникновения искры, замыкания или повышенного трения в частях рабочих инструментов, чтобы ситуация приобрела чрезвычайный характер. Последствием возникновения пожаров является разрушение оборудования, разливы нефтепродуктов, взрывы, травмы и смерть людей, выделения токсичных отходов в атмосферу.

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций на кустовой площадке необходимо принимать меры профилактики пожаров: соблюдать нормы проектирования объектов на месторождениях, обеспечивать все виды работ соответствующими средствами пожаротушения, эксплуатировать оборудования согласно инструкции, не допускать его перегревов и пережогов. На этапе строительства площадки соблюдаются регламентированные дистанции между рабочими аппаратами и сооружениями: расстояние от устья скважины до ДНС и РВС более 40 м, до зданий общественного пользования – менее 500 м. [26]

Компания обеспечивает рабочий объект современными автоматическими средствами сигнализации о возникновении пожаров и устройствами ограничения его распространения на близлежащие объекты, автоматическими системами пожаротушения и элементами первичного самостоятельного тушения минимальных очагов возгорания [27].

Вывод по разделу

В ходе работы был проведен анализ опасных и вредных факторов, которые встречаются при осуществлении геолого-технических мероприятий на предприятии, занимающимся разработкой нефтяного месторождения X, а также предложены мероприятия по их предупреждению и предотвращению, приведен расчет защитного заземления для электроустановки. Кроме того, были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, произведена оценка степени воздействия нефтегазодобывающего предприятия на окружающую среду.

В целях защиты от шума и вибрации при проведении комплекса ГТМ рекомендуется оснащать рабочий персонал различными средствами защиты (наушники, антифоны-заглушки, обувь и перчатки с виброизоляцией).

В целях предупреждения пожарной опасности рекомендуется использовать инструменты из материала, предотвращающего искрообразование – цветной металл, либо покрытые медью (обмедненные). Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», объект относится к классу В-1Г и В-1.

Согласно ПУЭ данный объект относится к категории I - наиболее важные потребители электроэнергии.

Согласно “Критериям отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду”, объект относится к объектам первой категории, так как на объекте осуществляется добыча сырой нефти и природного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе производилась оценка эффективности и прогнозирование геолого-технических мероприятий на нефтегазовом месторождении X. Все поставленные цели и задачи выполнены:

1. Проведен анализ применение геолого-техническим мероприятий на нефтегазовых месторождениях Томской области
2. Проведен анализ геолого-промысловой характеристики месторождения X и его состояние разработки
3. Рассчитана технологическая эффективность применения геолого-технических мероприятий на месторождении X

Рассматриваемое месторождение находится на завершающем этапе разработки. На основании анализа его геологических условий и технологических показателей разработки и анализа выработки запасов нефти были определены факторы, негативно влияющие на процесс разработки месторождения: высокая обводненность, высокая пластовая температура ($110\text{ }^{\circ}\text{C}$), низкая проницаемость продуктивных пластов ($41 \times 10^{-3}\text{ мкм}^2$), высокая трещиноватость пластов.

В соответствии с условиями месторождения был предложен комплекс геолого-технических мероприятий, направленный на борьбу с выявленными негативными факторами: применение ГРП, закачка ПАВ, кислотные обработки.

Комплексный анализ промысловых характеристик на месторождении показывает высокую эффективность применения геолого-технических мероприятий, в частности, метода гидроразрыва пласта. Рекомендуется его дальнейшее применение на месторождении. Прогнозирование применения

Технологическая эффективность от применения комплекса геолого-технических мероприятий составила 189,3 тыс.тонн дополнительно добытой нефти за период 5 лет по сравнению с базовым вариантом разработки месторождения. Прогнозная накопленная добыча составила 4,7 млн.тонн за период 5 лет с 2020 по 2025-й год.

На основании оценки экономической эффективности проведения

комплекса мероприятий ГТМ можно сказать, что за пятилетний период после проведения комплекса ГТМ инвестор получит дополнительный дисконтированный доход в размере 799,3 млн.руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУР

1. Бадретдинов И.А. Классификация методов увеличения нефтеотдачи / И.А. Бадретдинов. – Текст : электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014 – Т.9. – DOI: <https://doi.org/10.17353/2070-5379>.
2. Даненберг Е.Е. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) : монография / Е.Е. Даненберг, В.Б. Белозеров, Н.А. Брылина – Томск : Изд-во ТПУ, 2006 – 95 с. – Текст : непосредственный.
3. Бородич И. В., Ткачев Д. Г. Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины. // Экспозиция нефть газ. – 2016. - №1 (47). – С. 40-46.
4. Формирование и планирование ГТМ : учеб. пособие / Деева Т. А., Камартдинов М. Р., Кулагина Т. Е., Молодых П. В. – Томск: ТПУ, 2011. – с. 127-176.
5. Разработка месторождений на поздних стадиях : учеб. пособие / Т.Р. Ахмедшин, М.Р. Камартдинов, Т.Г. Кузьмин, Т.Е. Кулагина, С.Х. Куреленков – Томск : ТПУ, 2011 – с. 189-193.
6. Современные методы разработки месторождений на поздних стадиях : учеб. пособие / Деева Т. А., Камартдинов М. Р. Кулагина Т. Е., Шевелев П. В. – Томск: ТПУ, 2009. – с. 69-79.
7. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Баганова, А.В. Спиридонов – М. : 2004 – с. 346-350
8. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири : учеб. пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2015. – 187 с. – ISBN 9785996111794.
9. Каневская Р.Д. Оценка эффективности гидроразрыва пласта при различных системах заводнения / Р.Д. Каневская, Р.М. Кац – Текст :

непосредственный// Нефтяное хоз-во – 1998 – № 6 – с. 34-37.

10. Дроздов А. Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов. – Текст : непосредственный // Территория нефтегаз. – 2006. – №. 2.

11. Интенсификация добычи нефти. Материалы 3-ей Международной научно-практической конференции. – Томск : Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2011 – с. 93.

12. РД 153-39.0-109-01 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений : дата введения 2002-03-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200040681> (дата обращения: 20.05.2023). – Текст: электронный.

13. Дополнение к проекту разработки месторождения - «ТомскНИПИнефть», – 2010.

14. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов . Нормативно-методическая документация. – М. : ЕСОЭН. – 2016 – с. 73.

15. Зиновьев А.М., Карпунин Н.А. Особенности кислотных обработок в условиях высокотемпературных коллекторов / А.М Зиновьев, Н.А. Карпунин. – Текст : электронный // Сетевое издание научный журнал “Сибирская нефть” – 2018 – №6 – DOI: <https://esj.today/PDF/75NZVN618.pdf>.

16. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Середа Н.Е. и др. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: Обз. инф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 104 с.

17. Эффективность обработки призабойной зоны пласта комплексными кислотными составами с применением гидровибровоздействия на месторождениях ООО “РН-Юганскнефтегаз” / Никитин А.Ю. [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 12. – С. 45-65.

18. Алексеев А. Курс на карбонаты. Разработка карбонатных коллекторов в «Газпром нефти» / А. Алексеев, Т. Удалова. – Текст : электронный // Электронный научный журнал “Сибирская нефть” – 2017 – №138 – DOI:

<https://nangs.org/news/industry-media/zhurnal-sibirskaya-neft-138-fevral-2017-pdf-gazprom-neft>.

19. Влияние некоторых факторов на эффективность обработок призабойной зоны скважин / Р.Н.Мухаметзянов, В.В. Калашников [и др.]. – Текст : непосредственный // Техника и технология добычи нефти и обустройства нефтяных месторождений. – 1991. – Вып. 8. – с. 27-30.
20. Бабалян, Г.А. Применение поверхностно-активных веществ с целью увеличение нефтотдачи / Г.А. Бабалян, Г.П. Ованесов, Л.А. Пелевин. –М: недра, 1970: - 112с.
21. Ибатулли Р.Р. Увеличение нефтотдачи на поздней стадии разработка месторождении. Теория. Методы. Практика/ Р.Р. Ибатуллин, НГ. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004, 292с.
22. Муслимов, Р.Г. Методы увеличение нефти отдачи в системах разработки нефтяных месторождений и развития нефтедобычи / Р.Г. Муслимов // Материалы международной научно-практической конференций Казань: ФЭН, 2007. 726
- 23.Бриза К.Ф. Результаты экспериментальных исследований и промысловых Испытаний технологии повышения нефтотдачи пластов на месторождение Жданице (Чешкая Республика)/ К.Ф. Бриза, А.В. максютин// Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности-2009. №11.-С.32-36
24. Максютин А.В Опыт и перспективы применения технологии плазменно-импульсного воздействия на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасаами нефти/ А.В.Максютин, Р.Р- Хусаинов//Геология,география и глобальная энергия.-2010.-№3.-С.231-235
- 25.Молчанов, А.А Интенсификация притока высоковязких нефтей с применением скважинного упругого воздействия на продуктивные пласты/А.А. Молчанов, М.К. Рочагев, А.В. Максютин, И.В. Валиуллин//Материалы международной научно-практической конференции «Повышение нефтотдачи пласстов на поздей стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение

- высоковязких нефтей и бутимов». – Казань.: «ФЭН», 2007.-С. 417-420
26. Молчанов, А.А. Глазменно-импульсное воздействие на нефтяную залежь, как на многофакторную динамическую диссипативную систему/А.А. Молчанов, П.Г. Агеев// НТВ «Каротажник». 2011.- Вып. №3. – С.50-56
- 27.Бабалян,Г.А. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов/ Г. А. Бабалян, И. И.Кравченко,И.Л. Мархасин,Г.В.Рудахов –М.: Гостоптехиздат,1962.-283 с.
- 28.Бабалян, Г.А. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов/ Г.А. Бабалян[и др]//Нефтяное хозяйство , -1976. -№7. –с.7-16.
29. Назаренко М.Ю., Золотухин А.Б. Применение промысловостатистических моделей для прогнозирования добычи нефти, роста обводненности и расчета потенциальных извлекаемых запасов нефти. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 7. – С. 6-11
30. Пирвердян А.М. К вопросу о прогнозе добычи нефти и попутной воды при разработке слоисто-неоднородных коллекторов / А.М. Пирвердян, П.И. Никитин, Л.Б. Листенгартен, М.Г. Данелян. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1970. – №11. – С. 22-23.
31. Максимов М.И. Метод подсчета извлекаемых запасов нефти в конечной стадии эксплуатации нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой / М.И. Максимов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1959. – №3. – С. 42-47.
32. Гайсин Д.К. Метод прогноза технологических показателей и нефтеотдачи пластов по промысловым данным в поздней стадии разработки / Д.К. Гайсин. – Текст : непосредственный // Труды БАШНИПИНЕФТЬ. – 1986. – № 74. – С. 128-137.
33. Казаков А.А. Прогнозирование показателей разработки месторождений по характеристикам вытеснения нефти водой / А.А.Казаков. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. - 1976. - №8 – С. 22.
34. Камбаров Г.С. К определению потенциального извлекаемого запаса нефтяного месторождения / Г.С. Камбаров, Д.Г. Алмамедов, Д.Г. Махмудова –

Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1974. – № 3. – С. 22-24.

35. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме / М.: Недра, 1973 – с. 238.

36. Абызбаев И.И., Насыров Г.Т. О факторах, влияющих на нефтеотдачу водонефтяных зон/ И.И. Абызбаев, Г.Т. Насыров – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1975. – № 2. – С. 60-63.

37. К оценке извлекаемых запасов нефти по интегральным кривым отбора нефти и воды / Н. В. Сипачев, А.Г. Посевич, С. А. Назаров [и др.]. // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1972. – № 5. – С. 20-21

38. .ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения: 25.05.2021). – Текст: электронный.

39. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.

40. ВСН 34-82. Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности: дата введения 1982-04-26. – <https://docs.cntd.ru/document/898907454> (дата обращения: 26.05.2023). – Текст: электронный.

41. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N 1, 2, 3): дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200093> (дата обращения: 27.05.2023). – Текст: электронный.

42. ГОСТ 12.2.049-80. ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования: дата введения 1982-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200234> (дата обращения: 28.05.2023). – Текст: электронный.

43. СанПиН 2.1.5.980-00. Гигиенические требования к охране поверхностных

вод: дата введения 2001-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200006938> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.

44. ГН 2.1.5.2307-07. Ориентировочные допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурнобытового водопользования: дата введения 2008-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902081158> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.

45. ГН 2.1.7.2041-06. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве: дата введения 2017-06-26. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901966754> (дата обращения: 29.05.2023). – Текст: электронный.

46. Трайзе В.В. Экономическое обоснование программы геолого-технических мероприятий нефтедобывающего предприятия : монография / В.В Трайзе, А.В. Шалахметова, М.С. Юмсунов – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 23 с. – ISBN 978-5-9961-0790-2. – Текст : непосредственный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 12 - Сводная таблица подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа пласта Ю₁¹

Пласт	Зона	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффект. нефтенос. толщина	Объем нефтенасыщ. пород, тыс. м ³	Коэф. открытой пористости, доли ед.	Коэф. нефтенасыщ., доли ед.	Плотность нефти, г/см ³	П
Ю ₁ ¹	НЗ	В	29345	6,6	164644	0,172	0,694	0,794	
	ВНЗ	В	5629	3,1	17648	0,175	0,533	0,794	
	НЗ+ВНЗ	В	34975	5,2	182291	0,172	0,678	0,794	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 14 - Результаты обработки призабойных зон добывающих скважин пласта Ю₁¹

Номер скважины	Дата обработки	Вид обработки	Дебит, м ³ /сут					
			До проведения			После проведения		
			Нефть	Жидкость	Обводненность	Нефть	Жидкость	Обводненность
31	дек.04	УП	0,2	16,6	99,0	0,1	4,1	9
23	дек.04	УП	20,1	15,2	45	25,1	7,8	
28	мар.05	УП	-	-	-	15,9	15,9	
92	авг.06	УП	0,8	0,8	0	-	-	
106	ноя.07	УП	6,7	6,7	0	6,3	6,3	
39	мар.07	УП	-	-	-	1,5	1,5	
2Р	апр.07	УП	0,7	0,7	0	20,8	20,8	
45	фев.08	УП	4,3	4,3	0	8,5	8,5	
47	июл.09	УП	-	-	-	8,4	8,4	
54	июн.09	УП+СКО+АВ	-	-	-	7,2	7,2	
98	дек.10	УП+ГКО+АВ	-	-	-	-	-	
31	ноя.10	УП+ГКО+АВ	0,5	6,2	91,6	0,2	3,1	9
61	дек.11	УП+СКО	2,2	2,3	2,3	6,4	6,4	
46	ноя.11	УП+СКО+АВ	2,4	2,4	0	8,4	8,4	
30	фев.12	УП+СКО+АВ	2,2	2,2	0	8,2	8,2	
23	июн.12	УП+ГКО+АВ	-	-	-	-	-	
34	мар.13	ПАА	20,0	278,3	91,1	18,7	290,3	9
53	май.13	ПАА	0,1	12,9	99,0	-	-	
26	фев.14	ПАВ	10,1	23,3	57	35,7	35,7	
21	ноя.14	ПАВ	-	-	-	4,0	4,0	

АВ - акустическое воздействие

УП - уплотняющая перфорация
ПАВ - поверхностно-активные вещества
СКО - солянокислотная обработка
ГКО - глинокислотная обработка

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица 15 - Оценка технологической эффективности ГРП на скважинах пласта

Ю¹

Номер скважины	Дата гидроразрыва	Базовые показатели			Дополнительная добыча нефти, тыс									
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
7	фев.12	10,9	10,9	0										0,6
29	фев.09	6,4	6,4	0							1,8	9,1		
30	фев.08	18,7	18,7	0							0,3			
46	фев.04	10,9	10,9	0	8,9	18,0	17,2	13,0	6,5	1,4	1,6	2,4	3,9	4,0
46	фев.15	18,8	35,6	47,2										
61	фев.07	11,8	11,8	0					3,4	10,9	17,5	18,4	14,9	4,2
61	фев.15	1,0	1,7	39,3										
69	фев.04	10,9	10,9	0	5,7	9,3	8,3	11,5	8,2	8,5	9,9	9,8	10,0	7,4
69	фев.14	29,7	30,1	1,3										
70	фев.06	2,4	2,4	0				4,0	4,5	4,5	8,9	10,9	9,4	4,3
87	фев.14	1,1	1,2	8,4										
	Средние показатели	11,1	12,8	8,4										
Доп. отбор нефти по годам					24,7	51,8	47,5	51,8	40,5	23,5	15,8	12,2	13,9	11,4
Итого, тыс. т.					340,9									

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица 16 - Оценка технологической эффективности методов интенсификации притока на скважинах пласта Ю₁

Номер скважины	Год проведения ИДН	Базовые показатели			Дополнительная добыча нефти, тыс				
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	2005	2006	2007	2008	2009
17	1999	21,7	108,0	79,9	1,5	8,4	2,4	0	0
46	1999	46,5	46,5	0	5,8	4,3	1,5	0	0
61	1999	22,4	22,4	0	7,2	13,7	13,9	11,2	3,0
	2002	67,6	72,1	6,2	0	0	0	0	0
88	1999	14,4	71,9	80	1,5	5,6	0	0	0
106	1999	6,3	106,0	94,1	0	0	0	0	0
34	2000	9,1	162,7	94,4	0	2,3	0	0	0
49	2000	10,2	61,4	83,4	0	0	0	0	0
50В	2000	35,5	194,2	81,7	0	1,2	2,2	0	0
56	2000	5,6	15,4	63,6	0	1,1	0	0	0
89	2000	10,6	131,5	91,9	0	0,06	0	0	0
7	2001	9,2	19,3	52,4	0	0	0	0	0
70	2001	16,0	16,7	4,0	0	0	4,2	4,3	3,0
	Средние показатели	21,2	79,1	73,2	1,2	2,8	1,8	1,2	0,0
Доп. отбор нефти по годам					16,1	36,7	14,1	15,4	6,0
Итого, тыс. т.					98,7				