

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 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Доразработка остаточных запасов нефти на Майском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.6-024.42(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Карсаков Александр Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н., профессор		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н., профессор		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		иностранном языке
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы

Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

Тип задач профессиональной деятельности:
технологический

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>
		<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
			<p>ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли</p>	<p>И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации</p>

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

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

Школа
 Направление подготовки (специальность)
 Отделение школы (НОЦ)

Инженерная школа природных ресурсов
21.04.01 Нефтегазовое дело
нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Карсакову Александру Владиславовичу

Тема работы:

Доразработка остаточных запасов нефти на Майском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	97-3/с от 07.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Майского месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Классификация остаточных запасов нефти. Систематизация проблем разработки остаточных запасов. Анализ методов исследования остаточной нефтенасыщенности. Анализ динамики изменений физико-химических свойств нефти в процессе разработки. Обзор методов увеличения нефтеотдачи. анализ текущего состояния разработки Майского месторождения. Анализ геолого-технологических мероприятий, проведённых на месторождении. Формирование рекомендаций по созданию методики проектирования потокоотклоняющих технологий.</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Сечин А.И.
Английская часть	Уткина А.Н.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Проблематика разработки остаточных запасов нефти
Residual oil development problems

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.21
-------------------------------------------------------------------------------------------------	----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Карсаков Александр Владиславович		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНЗ – водонефтяная зона;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ОРРС – оптимизация режима работы скважины;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ОФП – относительная фазовая проницаемость;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПОТ – потокоотклоняющие технологии;

ППД – поддержание пластового давления;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ФЕС – фильтрационно-ёмкостные свойства.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, в том числе 17 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 35 источника информации. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коэффициент извлечения нефти, эффективность, нагнетательная скважина, заводнение, анализ системы заводнения, потокоотклоняющая технология, нефтеотдача, интенсификация, выравнивание профиля приемистости, гель.

Объектом исследования является Майское нефтяное месторождение.

Предметом исследования является разработка остаточных запасов продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴.

Цель работы – формирование рекомендаций по увеличению коэффициента извлечения нефти за счет вовлечения в разработку остаточных запасов нефти участке недр Майского нефтяного месторождения.

В результате исследования рассмотрены основные проблемы разработки остаточных запасов. Представлен анализ геолого-технологических мероприятий, проведённых на территории Майского месторождения. Для повышения коэффициента извлечения нефти было предложено применение потокоотклоняющей технологии на основе силиката кальция. Для улучшения успешности проводимого мероприятия была рассмотрена технология проведения обработки и предложена методика расчёта основных параметров.

Область применения: данный алгоритм расчёта целесообразно применять на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.

Научная новизна. Обосновано применение потокоотклоняющей технологии с целью извлечения остаточной нефти на основе проведенного анализа особенностей разработки остаточных запасов нефти и геолого-промысловых характеристик Майского нефтяного месторождения,

гелеобразующих композиций и геолого-гидродинамических характеристик объекта Ю₁³⁻⁴, что позволит увеличить дебит нефти и повысить нефтеотдачу.

Практическая значимость. На основе технико-экономических расчётов доказано, что для проведения обработки потребуется 30,28 м³ гелеобразующей композиции, а так же было установлено оптимальное давление нагнетания 40,5 атм.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ПРОБЛЕМАТИКА РАЗРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ	17
1.1 Остаточные запасы нефти и их классификация.....	17
1.2 Методы исследования остаточных запасов.....	18
1.2.1 Метод электрометрических изучений скважин	20
1.2.2 Методы радиометрических исследований	21
1.2.3 Интерпретационный методы.....	22
1.2.4 Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения	27
1.2.5 Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности	28
1.3 Изменение свойств нефти в процессе разработки	31
1.4 Методы разработки остаточной нефти	38
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	42
2.1 Общая информация о Майском нефтяном месторождении	42
2.2 Состояние разработки Майского нефтяного месторождения	50
2.3 Анализ применяемых геолого-технологических мероприятий на Майском нефтяном месторождении.....	54
3 ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОВОТКЛОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОРАЗРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ.....	63
3.1 Техника и технология приготовления и закачки гелеобразующей композиции	64
3.2 Исходные данные для расчёта	68
3.3 Выбор скважины для проведения обработки.....	70
3.4 Расчёт проведения обработки.....	72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	76

4.1 Исходные данные для расчета эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения.....	76
4.2 Расчет экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения.....	79
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
5.1 Производственная безопасность.....	84
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	84
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	90
5.2 Экологическая безопасность.....	94
5.2.1 Защита атмосферы.....	94
5.2.2 Защита гидросферы.....	94
5.2.3 Защита литосферы.....	95
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	97
5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
Список публикаций.....	102
Список использованных источников.....	103
Приложение I.....	107

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время значительная доля нефтяных месторождений России вступила в завершающую стадию разработки и характеризуется падением добычи. Это обусловлено истощением активных запасов нефти, и, как следствие, увеличением доли остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой пласта нефти. Дополнительным фактором является рост обводненности сложнопостроенных терригенных коллекторов и их высокая расчлененность .

Данные месторождения характеризуются значительным снижением уровня добычи нефти при резком нарастании обводнённости добываемой продукции. Их запасы следует отнести к категории трудноизвлекаемых [1].

Разработка данных залежей осуществляется, как правило, с поддержанием пластового давления путем искусственного заводнения. Несмотря на освоенность и относительно невысокую стоимость, оно имеет свои ограничения. Главными причинами не достижения полного вытеснения нефти водой выделяют различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, их несмешиваемость и гидрофобность пород-коллекторов.

Степень выработанности неоднородных по проницаемости пластов нефтяных месторождений в значительной степени будет определяться размерами застойных (не охваченных процессами фильтрации) зон, их взаимным расположением.

Наиболее полное доизвлечение нефти из застойных и тупиковых зон, отдельных линз и зон с ухудшенными коллекторскими характеристиками возможно за счет точного определения их местоположения в объеме залежи.

В условиях прогрессирующего роста обводнённости добываемой продукции и высокой выработки запасов всё большее значение приобретают методы увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. За последние годы на месторождениях ряда нефтяных компаний испытано большое количество новых технологий и их модификаций с целью воздействия на пласт и

призабойную зону скважины. С каждым годом возрастает количество скважинных операций, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, результатом чего является увеличение дополнительно добытых объемов нефти [2].

Снижение темпов падения добычи нефти и достижение утверждённых значений КИН может быть достигнуто путём проведения комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ)[1]:

1) восстановлением системы разработки в зонах концентрации остаточных запасов путём вывода скважин из бездействия, бурением горизонтальных стволов, вторых стволов, скважин-дублёров;

2) оптимизацией режимов работы добывающих и нагнетательных скважин;

3) применением физико-химических, газовых, тепловых и микробиологических методов

Анализ результатов промысловых испытаний новых способов увеличения нефтеотдачи заводненных пластов показывает, что для залежей, находящихся на поздней стадии разработки, наиболее перспективными являются физико-химические, гидродинамические, волновые и микробиологические методы воздействия на пласт [3].

Несмотря на отдельные высокие показатели коэффициентов нефтеотдачи, разработка значительной части нефтяных залежей во всех странах мира с точки зрения полноты выработки запасов нефти характеризуется как неудовлетворительная. Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии с остаточными запасами нефти связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшение объемов добычи попутной воды.

Целью работы является формирование рекомендаций по увеличению коэффициента извлечения нефти за счет вовлечения в разработку остаточных запасов нефти участке недр Майского нефтяного месторождения.

Задачи исследования:

- 1) определить основные проблемы разработки остаточных запасов нефти с целью обоснования применения технологии для разработки остаточных запасов нефти;
- 2) рассмотреть текущее состояние разработки Майского нефтяного месторождения;
- 3) проанализировать эффективность геолого-технологических мероприятий разработки Майского нефтяного месторождения;
- 4) рассчитать основные технологические параметры проведения обработки скважины гелеобразующим составом.

Объектом исследования является Майское нефтяное месторождение.

Предметом исследования является разработка остаточных запасов продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴

Информационной базой для написания работы послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции, годовые отчеты компании «Альянснефтегаз».

Научная новизна. Обосновано применение потокоотклоняющей технологии с целью извлечения остаточной нефти на основе проведенного анализа особенностей разработки остаточных запасов нефти и геолого-промысловых характеристик Майского нефтяного месторождения, гелеобразующих композиций и геолого-гидродинамических характеристик объекта Ю₁³⁻⁴, что позволит увеличить дебит нефти и повысить нефтеотдачу.

Практическая значимость. На основе технико-экономических расчётов доказано, что для проведения обработки потребуется 30,28 м³ гелеобразующей композиции, а также было установлено оптимальное давление нагнетания 40,5 атм.

1 ПРОБЛЕМАТИКА РАЗРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

1.1 Остаточные запасы нефти и их классификация

Остаточными запасами, по мнению ряда специалистов, необходимо считать трудноизвлекаемые запасы подвижной нефти месторождения или залежи при достижении выработки начальных извлекаемых запасов нефти до 65 – 75% или обводнённости продукции свыше 75–80% [4].

Конкретизация определения представлена типами остаточной нефти [3], а именно:

- 1) капиллярно-удержанная и плёночная нефть
- 2) оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами;
- 3) находящаяся в застойных зонах однородных пластов;
- 4) оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой.

Капиллярная и плёночная нефть является следствием частичного вытеснения нефти водой и локализуется в обводнённых частях коллектора. Образование этого типа нефти происходит в результате микронеоднородности коллектора, а так же типа межфазного взаимодействия – смачиваемости. Нефть данного типа находится в пласте в виде плёнок на поверхности зёрен породы или в виде рассеянных капель в порах. Вытеснение обычными методами такой нефти не происходит, так как она прочно удерживается поверхностными силами. В пределах одного коллектора лиофилизация может привести к снижению коэффициента вытеснения в 1,5-2 раза. Размеры зёрен породы могут варьироваться от микрозернистых песчаников, до крупнозернистых.

Другие виды остаточных запасов являются следствием высокой макронеоднородности пласта. Если бы коллекторы были макрооднородными, то конечный коэффициент извлечения нефти (КИН) был близок к единице.

Однако в пределах одного пласта возможно скачкообразное изменение проницаемости по разрезу в десятки раз. В пределах одного пласта проницаемость слоев может отличаться в 25...50 раз, а вязкость нефти превышать вязкость воды в 1,5... 100 раз. Увеличение вязкости нефти от 1 до 25 мПа·с снижает нефтеотдачу на 20...25 %. Именно эти типы нефти являются главным резервом при повышении нефтеотдачи.

Таким образом именно на эти типы остаточной нефти будет сделан акцент в данной работе.

1.2 Методы исследования остаточных запасов

Для извлечения нефти, находящейся в застойных зонах, изолированных линзах и низкопроницаемых участках первой проблемой является точное определение их местоположения в объеме залежи [5].

На 3 и 4 стадии разработки месторождения возможно увеличение $K_{\text{выт}}$ за счёт ограниченного числа технологий. Преимущественно используются физико-химические методы, в частности применяются растворы химических реагентов (ПАВ-полимерное заводнение) [1]. Для повышения $K_{\text{охв}}$ вариантов технологий значительно больше. Самые распространённые методы (гидродинамические методы воздействия, оптимизация режимов работы скважин, уплотнение сетки скважин и резка боковых стволов) зачастую сталкиваются с проблемой высокой неопределённости расположения недренируемых запасов нефти.

Совершенствование методов определения расположения слабодренируемых и застойных зон нефтяных залежей, поиск остаточных запасов, а также разработка технологий по вовлечению данных зон в эффективную разработку является одной из самых актуальнейших задач нефтяной науки и инженерии на стадиях реализации проектных решений и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Для анализа и оценки эффективности применения различного рода технологий исследований, предназначенных для выявления остаточной (к

текущему моменту – стадии разработки) нефтенасыщенности, в данном разделе был проведен краткий обзор этих методов и методов косвенно (т.е. влияющих на результаты применения базовых методов) связанных с ними.

Так как основным объектом исследования является месторождение нефти, на котором реализована система заводнения, а предметом является метод построения карты остаточной нефтенасыщенности нефтяного месторождения, в данной работе рассматриваются все виды исследования, позволяющие снизить неопределенности в локализации нефтенасыщенных зон.

Анализ выработки запасов нефти, основные методы оценки и локализации остаточных запасов некоторым образом разобщены друг от друга и предлагают зачастую принципиально разные методологические подходы [2].

Эффективность систем разработки нефтяных месторождений при использовании заводнения во многом определяется полнотой энергетического действия на промышленные запасы нефти и характером процесса вытеснения: на ранних этапах – поршневое вытеснение; на поздних – струйное вытеснение. Последнее вызывает зачастую формирование зон с высокой нефтенасыщенностью, которые остаются неподвижными длительной время [1].

Определение типа вытеснения критически влияет, как на темпы добычи нефти, так и на полноту ее извлечения

Полнота выработки продуктивных пластов в условиях заводнения наиболее сильно зависит от коэффициента охвата продуктивного объекта разработки, как стратиграфически, так и по вертикали, что в том числе зависит от свойств продвижения вытесняющего агента [3] и интерференционной неоднородностью между нагнетательными и добывающими скважинами.

В связи с этим особое внимание в геолого-промысловой аналитике следует уделять проблемам «охвата пластов» (относительный объем

движущихся запасов в область дренирования от области нагнетания) воздействием и особенностям движения флюидов по продуктивным пластам.

1.2.1 Метод электрометрических изучений скважин

При некоторых природных ГФ факторах данный метод позволяет на произвольной стадии выработки запасов нефти с небольшой погрешностью определять расположение ВНК и выделить в разрезе пласта нефтенасыщенные и водонасыщенные, а также заводненые интервалы по различию их электросопротивлений. Однако, это все же относится к зоне пласта непосредственно, прилегающей к стволу скважины. Для залежей нефти, находящихся на заключительной стадии разработки, электрометрические исследования применяются для определения текущего положения ВНК и зон локализации остаточных нефтенасыщенных и обводненных толщин пласта. Практика применения этого метода на поздней стадии разработки нефтяных пластов, показывает, что электрометрические исследования возможно эффективно проводить только на новых – вновь пробуренных: необсаженных эксплуатационной колонной скважинах. В связи с этим основная информация, по данному методу поступает по новым соседним скважинам в период разбуривания залежей эксплуатационными скважинами[5]. Как следствие получаемые данные электрометрии характеризуют только начальное состояние геологических запасов. На поздней стадии разработки залежей бурение новых скважин обычно проводится в малых количествах в оставшейся нефтенасыщенной зоне или вообще чаще всего не проводится. При этом самой целью бурения новых скважин на поздней стадии разработки являются как раз зоны локализации остаточных запасов, расположение которых неизвестно. Поэтому данные о текущем ВНК по электрометрии могут быть получены только в редчайших случаях.

При разработке множества пластов возникают условия, резко снижающие эффективность электрометрических исследований для изучения текущего распределения запасов нефти: в условиях внутриконтурного

заводнения при замещении вытесненной нефти пресной водой становится невозможным по электрометрии выделить остаточную нефтенасыщенную и заводненную толщину пластов из-за незначительного отличия их по электросопротивлению. В последние годы был разработан способ проведения электрометрических исследований в обсаженных скважинах, но только, если участок стенок скважины напротив продуктивного забоя выполнен из стеклопластиковой трубы.

1.2.2 Методы радиометрических исследований

Данные методы разработаны и внедрены на практике значительно позднее методов электрометрии, поэтому по сравнению с последними имеют целый ряд преимуществ. Одно из важнейших из них заключается в том, что радиометрические исследования могут использоваться в обсаженных металлической колонной скважинах и позволяют повторять многократные исследования нефтяных пластов. Разумеется, это также является важным инструментом контроля за движением ВНК и идентификации выработки запасов нефти во времени по латерали. В промысловом опыте отразилось широкое применение некоторые варианты радиометрических исследований скважин:

- 1) нейтронно-гамма-метод (НГМ);
- 2) нейтрон-нейтронный метод (ННМ);
- 3) импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ);
- 4) импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ).

В ГФ условиях, которые наиболее благоприятны с помощью радиометрических методов можно определить текущее расположение ВНК и значения остаточной нефтенасыщенной и обводненной, толщин пластов в разные стадии разработки [24].

Недостатки таких методов аналогичны всем геофизическим методам – ничтожный радиус зоны информативности вокруг ствола скважины.

Достаточно точные результаты данных исследований имеют место при вытеснении нефти водой с высокой минерализации. При этом исследуются пласты, не вскрытых перфорацией.

Во вскрытых перфорацией пластах при отмывании нефти пресной водой презентативность радиометрических исследований также снижается, что тоже ограничивает применение данного метода.

Тем не менее, при закачке в пласт порции флюидов с отличной от пластовых вод минерализацией, или нагнетании «меченых жидкостей» может существенно увеличить точность таких методов, прослеживая процесс их проникновения и распространения по пласту. Правда, это повышает стоимость проведения исследования, так как количество «меченных жидкостей» может дойти до десятков тысяч тонн [5].

Для этих же условий возможно использование диэлектрического каротажа. Он позволяет выделить участки пластов, заводняемые пресной водой.

В основном на многопластовых месторождениях методы радиометрии широко применяются для контроля за подъемом ВНК по верхним объектам, где сетки неперфорированных скважин, пробуренных на нижележащие горизонты, существуют.

Широкополосный акустический и углерод-кислородный методы для выявления текущей нефтенасыщенности и местоположения ВНК применяются в гораздо меньшем объеме.

Существует ряд методов, опирающихся на некоторые прямые замеры и теоретические предпосылки. По сути, они являются средними между прямыми и косвенными методами исследования полей нефтенасыщенности их можно назвать «интерпретационными».

1.2.3 Интерпретационный методы

В процессе разработки или малом количестве геофизических исследований или при отсутствии геофизических данных о движении ВНК

приходится использовать интерпретационные методы исследования движения ВНК. Они основаны на информации по обводнению эксплуатационных скважин. Авторы работы [5] рекомендуют «в процессе разработки рекомендуется применять нижеследующие методы контроля за движением ВНК.

1. Метод поиска старта обводнения эксплуатационных скважин.

В момент начала обводнения забоя расположение ВНК принимается на абсолютной отметке нижней границы перфорации. Применение метода возможно только при условии отсутствия процесса образования конусов воды и постепенного подъема ВНК.

2. Метод выявления текущего расположения ВНК по степени обводненности скважин.

Для любой продуктивной залежи нефти по мере ее вытеснения водой из коллекторов необходимо определять величину относительной фазовой проницаемости (ОФП) для воды в промытой зоне пласта. Когда таких исследований нет, следует принимать насыщенность с учетом следующих соображений: по данным исследований, проведенных для условий различных пластов, ОФП изменяется от 0.1 до 0.6» [11].

Обязательным требованием является начало обводнения нефтяного пласта начиная с подошвы. Т.е. для многопластовых месторождений с гидродинамически изолированными пластами и эксплуатируемыми одной скважиной, интерпретационные методы не применимы.

Однако сама идея в подходе к определению насыщенности, по-видимому, является верной, с той лишь, разницей, что неплохо было бы учитывать постоянно изменяющийся режим работы скважин для получения промежуточных значений ОФП, которые впоследствии можно пересчитывать в насыщенности.

В случае, если по залежи есть хотя бы небольшое количество геофизических исследований ВНК в процессе разработки, то достаточно сравнить данные геофизики и расчетные данные по предложенным

интерпретационным методам контроля. Однако способ сравнения не даст количественной оценки нефтенасыщенности.

Как видно из вышесказанного, интерпретационные методы демонстрируют, как правило, завышенную величину обводненной толщины пласта, так как есть возможность в расчетные данные вносить поправки (приписывая), находимые для сравнения геофизических и расчетных данных.

Интерпретационные методы выявления текущего расположения ВНК применяются для нахождения линии (ий) идеального продвижения ВНК или карты поверхности ВНК. Эти методы являются основными для построения карт текущей или остаточной нефтенасыщенности на выбранный момент анализа.

Здесь также прослеживается недостаток, выраженный в невозможности использовании такого подхода при внутриконтурном заводнении. Также его нельзя применять в условиях проявлений капиллярных и гравитационных сил на месторождениях с высоким коэффициентом анизотропии.

Довольно часто, если геофизических данных о передвижении ВНК в процессе разработки нет или их недостаточно, приходится использовать интерпретационные методы исследования движения водонефтяного контакта, опирающиеся на данные обводнения добывающих скважин. Метод выявления начала обводнения продукции основывается на том, что при обводнении добывающей скважины положение ВНК привязывается к абсолютной отметке нижнего интервала перфорации. Для данного метода обязательным требованием является постепенное обводнение пласта, начиная с подошвы и дальнейший подъем водонефтяного контакта. Дополнительное требование – это отсутствие процессов образования «конусов» [5].

По методу выявления текущего расположения контакта воды и нефти по величине обводненности скважин [4]. Охват обводнением по вертикали пласта можно вычислить по следующей формуле:

$$h_{\text{зав}} = \frac{f_{\text{в}} H}{K_{\text{в}} \mu_0 (1 - f_{\text{в}}) + f_{\text{в}}} \quad (1)$$

где $K_{\text{в}}$ – проницаемость по воде (фазовая) в обводненной (промытой) области пласта; $\mu_0 = \mu_{\text{н}} / \mu_{\text{в}}$ – отношение вязкости нефти к вязкости воды, в f – процент воды в дебите жидкости, приведенном к пластовым условиям; $h_{\text{зав}}$ – толщина пласта (заводненная область эффективной толщины), вскрытая перфорацией, м; H – перфорированная эффективная мощность пласта, м.

В этой методике величину $K_{\text{в}}$ требуется определять для каждой залежи при вытеснении нефти водой при лабораторных исследованиях керна. Если таких исследований не велось, тогда согласно имеющемуся опыту выявления обводненной части залежей с терригенным и карбонатными пластами, величину $K_{\text{в}}$ возможно предположить равным 0.6.

Метод прослеживания обводненных интервалов также относится к интерпретационным и основывается на вычислении поглощающих сейчас и поглощавших ранее пропластков в области действия нагнетательных скважин, которые устанавливаются на основе профилей приемистости с выявлением их корреляции между скважинами. При этом особое внимание обращается на наличие зон выклинивания и замещения поровых коллекторов заглинизированными коллекторами с плохими фильтрационными свойствами. Последние оказывают экранирующее действие в отношении продвижения жидкости. Для каждой скважины условно классифицируются две группы пропластков:

- потенциально обводняющиеся по мере движения по напластованию коллекторов от близлежащих скважин нагнетательного фонда;

- обводняющихся вследствие перетоков между пропластками или прорыва воды от весьма удаленных скважин нагнетательного фонда.

После выявления порядка обводнения с некоторой вероятностью отдельных пропластков в каждой скважине применяются имеющуюся эксплуатационную информацию (текущие дебиты нефти и доля воды, их

динамика во времени), профили притока, поинтервальные испытания. По этим данным формируется весьма грубый отчет об обводнении пропластков.

Взяв отношение текущего дебита нефти к первоначальному и величину нефтенасыщенной толщины к изначальной, уточняется соответствие выделенной нефтенасыщенности (нефтенасыщенной толщины) фактическому дебиту нефти. Как видно, в этом методе фильтрационные свойства обводненной и оставшейся нефтеносной части пласта учитываются только качественно. Также здесь следует обратить внимание на величину дебита по жидкости в целом (нефть+вода) [4].

Промысловые данные не показательны при патологически низких дебитах жидкости, т.е. далеких от потенциальных возможностей продуктивного пласта, так как большая часть этих дебитов может состоять из воды. При этом значительный объем пласта остается нефтеносным. Заключение, сделанное по скважине, проверяется при дальнейшем прослеживании по данным последующих скважин. Это важно особенно если по ним имеются прямые замеры о заводнении пластов, например данные профиля приемистости.

График связи между обводненностью и положением водонефтяного контакта (расстояние от нижних отверстий перфорации) можно использовать для контроля вертикального движения воды на участках, где происходит подъем ВНК.

Такой подход позволяет определить заводненную толщину продуктивного объекта в каждой скважине. Это в свою очередь демонстрирует картину заводнения залежи в целом, что в дальнейшем облегчает построение карт влияния закачки. Здесь понятие «облегчает» характеризует также нечеткую логику использования метода.

Установленные перечисленными выше способами, текущие расположения ВНК по скважинам, дают возможность найти остаточную нефтенасыщенную толщину на текущий момент анализа и вычислить карту остаточных нефтенасыщенных толщин, но только усредняя зоны между

скважины. Остаточные геологические запасы нефти определяются путем методов планометрии.

1.2.4 Метод выявления запасов нефти в зоне отбора при помощи характеристик вытеснения

Данный метод предполагает использование различных характеристик вытеснения, выстроенных для добывающих скважин.

Для каждой эксплуатационной скважины, а также по скважинам, эксплуатация которых прекращена не раньше 5 лет, воспользовавшись фактическими замерами режимов отбора жидкости, а также нефти и воды выстраиваются характеристики вытеснения различных авторов: Сазонова Ф.Б., Назарова С.Н., Сипачева Н.В., Камбарова Г.С. и многих др [5]. По опыту использования характеристик вытеснения нужно использовать не менее четырех типов характеристик вытеснения. Расчет добычи нефти и воды выполняется при продолжении эксплуатации скважин и продолжается до предела работы скважины:

- дебит скважины достиг некоторой обводненности стремящейся к пределу;

- дебит скважины достиг минимального значения по нефти.

При условии достижения этих пределов расчет прекращается.

Накопленная добыча нефти к моменту достижения предела, начиная с даты начала исследования, на которую выполняется анализ разработки залежи, выражает собой величину остаточных запасов нефти в зоне отбора. Ввиду того, что расчет происходит по выбранному типу характеристики вытеснения, для использования принимается среднее значение по всем использованным характеристикам вытеснения.

В случае, когда по одной из выбранных характеристик рассчитанные запасы существенно расходятся с другими характеристиками, то эти данные исключаются из расчета. Фиксируются пулевые остаточные запасы нефти в случае, если скважины на момент анализа уже достигли предельной

обводненности или дебита. По нагнетательным скважинам пласта, также, фиксируются нулевые остаточные запасы нефти.

По этим данным можно вычислить карты (поверхности) остаточных запасов нефти по пласту. Их разумеется можно использовать при построении карт остаточных нефтенасыщенных толщин, однако, вопрос о расположении целиков нефти в зонах между скважинами остается открытым

1.2.5 Косвенные методы идентификации распределения нефтенасыщенности

К косвенным методам построения полей нефтенасыщенности следует относить чисто теоретические и физико-математические методы. В сущности, они, в зависимости от степени учета природных и техногенных факторов, относятся к математическому моделированию [24].

Геолого-гидродинамическое моделирование является современным и широко используемым методом выявления локализации остаточных запасов нефти, а также слабодренлируемых и застойных зон является многофазное n-мерное геологическое и гидродинамическое моделирование. Геолого-гидродинамическая модель должна учитывать множество природных и физических факторов и различные режимы эксплуатации: изменчивость по объему коллекторских свойств; влияние капиллярных и гравитационных сил; произвольную динамику режимов работы скважин (забойных давлений и отборов жидкости и газа); газонапорный, водонапорный, естественные режимы; сжимаемость скелета и межпорового пространства пласта и пластовых флюидов, различие функции плотностей и вязкостей сред от давления и температур; перевод добывающих скважин под нагнетание и обратно, уплотнение интервалов перфорации, реперфорация, несинфазный ввод скважин в эксплуатацию и др.

Основными входящими данными для модели требуются [5]:

а) фильтрационные, геометрические и коллекторские характеристики пласта (абсолютная проницаемость, структурная неоднородность, начальные насыщенности, открытая и закрытая пористости, толщины и т.п.);

б) начальное распределение насыщенностей, проницаемостей, пористостей, пластовых давлений;

в) физические свойства флюидов (кривые плотностей, кинематических вязкостей, кривые относительных фазовых проницаемостей, и мн.др.);

г) имеющая значение для гидродинамики процессов информация о способах эксплуатации и управления скважинами;

д) настроечные характеристики численного метода решения системы уравнений, а также управленческие параметры гидродинамического симулятора.

Создание, настройка, а также преобразование геологической модели и ее распределенных параметров в исходные величины для гидродинамической модели происходит с помощью широкого спектра спецпрограмм: пакетов DVGeo, Petrel, Eclipse, T-Navigator, HydraSym, Nemesis, IRAP и т.д.

Для гидродинамических моделей применяются отечественные и зарубежные вычислительные комплексы: Tempest More, Техсхема, Eclipse, VIP Landmark, Т-Навигатор, Hydrasym, Nemesis.

Для повышения точности гидродинамических моделей используется процедура адаптации расчетных показателей к фактической истории разработки. На основе применения гидродинамической модели возможно получить распределение масс нефти, воды и газа в контрольных объемах продуктивных пластов на произвольный момент времени, выражающее процессы, протекающие в «виртуальной копии» месторождения, т.е. в самой гидродинамической модели (ГДМ).

Несмотря на то, что геолого-гидродинамическое моделирование является сложным процессом и во многом отражает природные и техногенные процессы, достоверность и точность моделирования [5] зависит

от множества малоизвестных и слабоизученных факторов, а также их интерпретации при создании и редактировании геологической модели. Качество адаптации модели к фактическим данным во многом определяет ее достоверность.

Теория и практика показывает, что при сопоставлении результатов гидродинамического моделирования с иными способами получения информации, часто требуется дополнительная и постоянная (постоянно действующие модели) корректировка моделей. Последнее также ведет к постоянной необходимости применения и совмещения различных методов локализации слабоподвижных или застойных участков залежи.

В наиболее общем смысле задача автоматической адаптации является неопределенной и даже если попытаться ее решить, то современные ЭВМ и СуперЭВМ не в состоянии будут решить подобную задачу в масштабах месторождения, так как требуемое вычислительное время соизмеримо с возрастом Вселенной.

На текущий момент существует множество способов создания и настройки геологических моделей, основанных на интерпретации данных гидродинамических, лабораторных и/или геофизических исследований. Тем не мена, все они основаны на методах математики: интерполяции и аппроксимации.

В частности применяются нейронные сети, реализующие кластерный анализ и нелинейную многомерную регрессию/

Однако опыт использования корреляционных зависимостей показал, что их применение адекватно требуемой достоверности только на момент начала разработки, т.е. когда проявления гидродинамических процессов практически нулевые.

Разумеется, даже при существовании идеального метода интерполяции и аппроксимации, получаемая поверхность насыщенности все равно будет опираться на замеры, получаемые на основе геофизических исследований. Прямые замеры нефтенасыщенности возможны только в открытом стволе,

остальные методы относятся к косвенным замерам. Погрешности при использовании косвенных замеров может достигать более 50 %.

Таким образом, рассмотренные основные методы разделяются на два вида: прямые, смешанные и косвенные. Прямыми методами являются промысловые и геофизические замеры, смешанными – геофизические исследования расположения водонефтяного контакта, косвенными методами – определение водонефтяного контакта аналитически по промысловым данным эксплуатации скважин и на основе математического моделирования.

Одним из часто применяемых косвенных методов является применение многомерного многофазного гидродинамического моделирования. Основной целью такого моделирования является поиск распределения нефтенасыщенности в процессе разработки месторождения.

Данный метод поиска распределения насыщенностей при идеально корректных исходных данных или идеальной адаптации моделей согласно достоверной истории разработки позволяет не только определить местоположение остаточных запасов нефти, но и вычислительным путем оценить варианты вовлечения их в дренировании с последующим выбором наиболее оптимального варианта.

Применение вышеизложенных методов является необходимым при проектировании геолого-технологических мероприятий с целью извлечения остаточных запасов нефти.

1.3 Изменение свойств нефти в процессе разработки

Исследованиями установлено, что в процессе длительной разработки месторождений (25-35 лет) наблюдается рост определенных параметров, ведущих к ухудшению качества нефти: повышается содержание серы, парафина, асфальтенов и смол, снижается содержание легких фракций. Процесс ухудшения качества нефти усиливается по мере обводнения продукции, причем особенно высокое содержание смол и асфальтенов наблюдается в остаточной нефти. Согласно лабораторным данным, их

содержание в остаточной нефти превышает исходное в 1.8-3.0 раза. Увеличенная концентрация в остаточной нефти смол и асфальтенов (в 1.5-4.0 раза относительно добываемой) наблюдается и в герметизированном керне, отобранном в промытых зонах пластов. Таким образом, хотя в процессе разработки месторождений и не происходит существенных изменений параметров добываемой нефти, способных кардинально повлиять на ее качество, параметры оставшейся в пласте нефти значительно отличаются от параметров уже добытой при обводнении продукции до 90-95 %, что необходимо учитывать при планировании применения методов увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки.

В качестве доказательства приведём масштабное исследование изменения свойств нефти в процессе разработки Ромашкинского месторождения [6].

При промысловых исследованиях по выявлению закономерностей изменения физико-химических свойств нефти при разработке Ромашкинского месторождения было отмечено 3 периода, соответствующих трём стадиям разработки месторождения. I период – 1958-1964 гг., II период – 1977-1981 гг., III период – 1996- 2010 гг.

В результате обработки результатов исследований глубинных проб пластовых нефтей были получены значения давления насыщения, газового фактора, плотности и вязкости пластовой нефти, а также содержание в нефти сернистых соединений и парафина по периодам.

На рисунке 2 представлены значения газового фактора пластовых нефтей Ромашкинского месторождения.

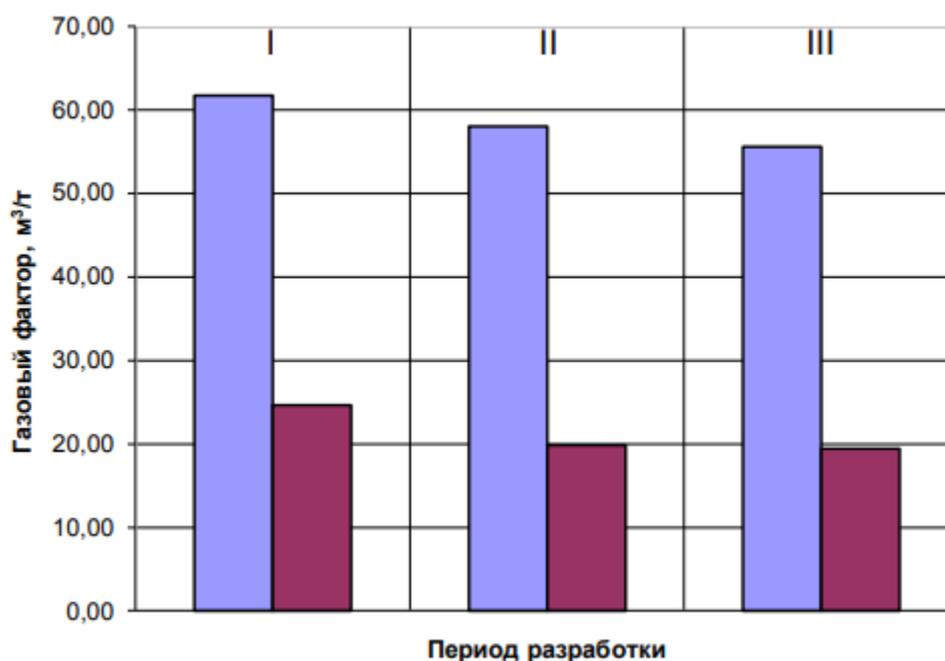


Рисунок 1 – Значения газового фактора пластовых нефтей Ромашкинского месторождения по периодам [6]

Продуктивные пласты отложений девона и карбона разрабатываются с применением режима разработки, основанного на внутренней энергии самого пласта, совмещенного с процессом поддержания давления с помощью заводнения. Высокие давления в пласте и недостаточная минерализация воды при ее подготовке для нефтей девона и карбона может влиять на растворение больших объемов газа в воде.

К изменению газосодержания в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит избирательное растворение ряда компонентов в воде. Наиболее высокой растворимостью в воде обладают метан и азот, их содержание в попутном газе в процессе разработки с заводнением обычно заметно уменьшается.

Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счет наиболее растворимых в воде компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения [7].

На рисунке 3 представлены значения давления насыщения глубинных проб нефти со скважин Ромашкинского месторождения по периодам.

Физические свойства пластовой нефти тесно связаны между собой. По изменению одного параметра можно судить об изменении других. Гистограммы на рисунке 3 подтверждают выводы, полученные для газового фактора.

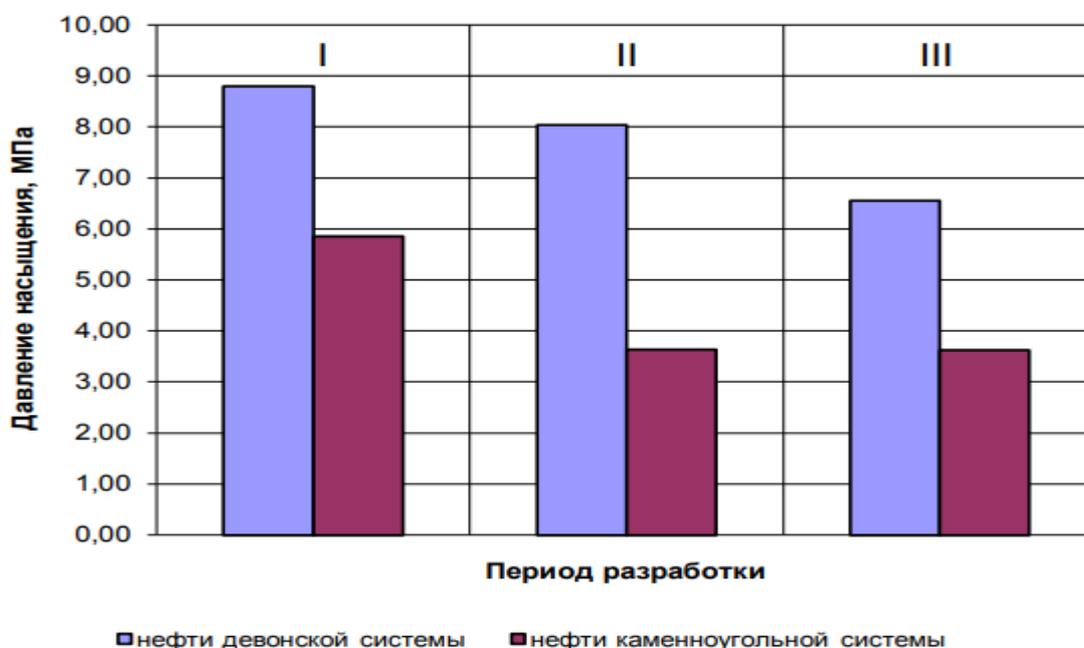


Рисунок 2 – Значения давления насыщения пластовых нефтей Ромашкинского месторождения по периодам [6]

Физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами, продвижение воды в нефтяном пласте в процессе разработки в условиях водонапорного режима приводит к изменению сложившегося равновесия между пластовыми водами и нефтями, приводя к процессам взаимного растворения, химическим и биохимическим реакциям. Особенно активна в этом отношении вода, искусственно нагнетенная в пласты для поддержания пластового давления, химический состав которой, как правило, резко отличен от состава пластовых вод. Основным процессом, приводящим к изменению свойств нефти; является биохимическое окисление углеводородов за счет сульфатов, растворенных в воде. Химически этот процесс выражается уравнением типа:





Легкие парафиновые углеводороды при восстановлении сульфатов окисляются до двуокиси углерода и воды, а тяжелые, начиная с $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, превращаются в полинафтенаты. Однако независимо от конечных пунктов окисления углеводородов восстановление сульфатов во всех случаях приводит к потере легких фракций нефти, увеличению ее плотности и вязкости. Изменения плотности и вязкости нефти в ходе разработки месторождения представлены на рисунках 4 и 5.

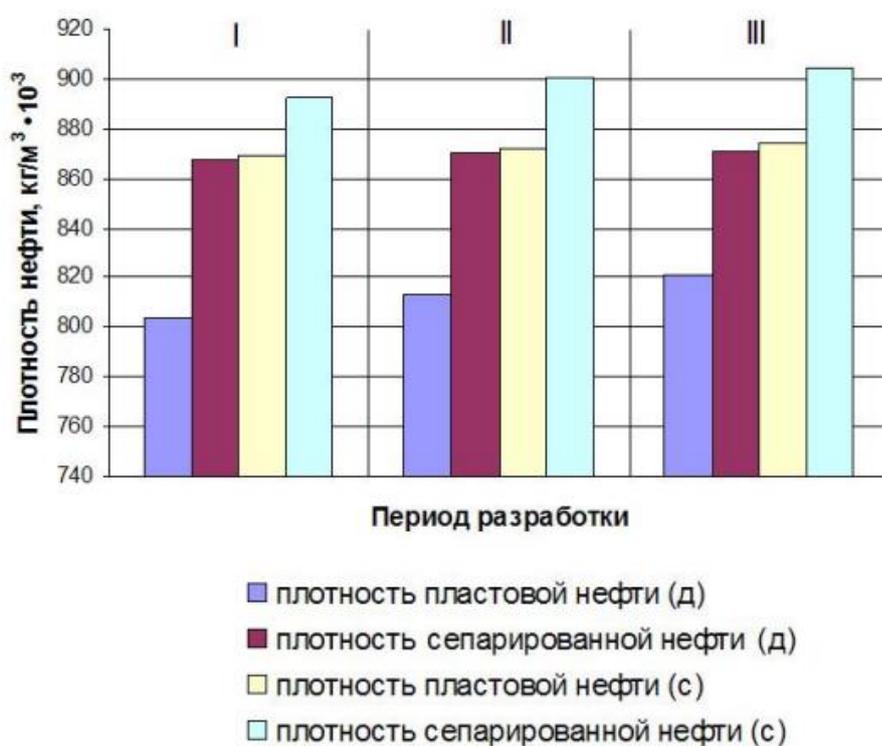


Рисунок 3 – Значения плотности нефтей Ромашкинского месторождения по периодам [6]

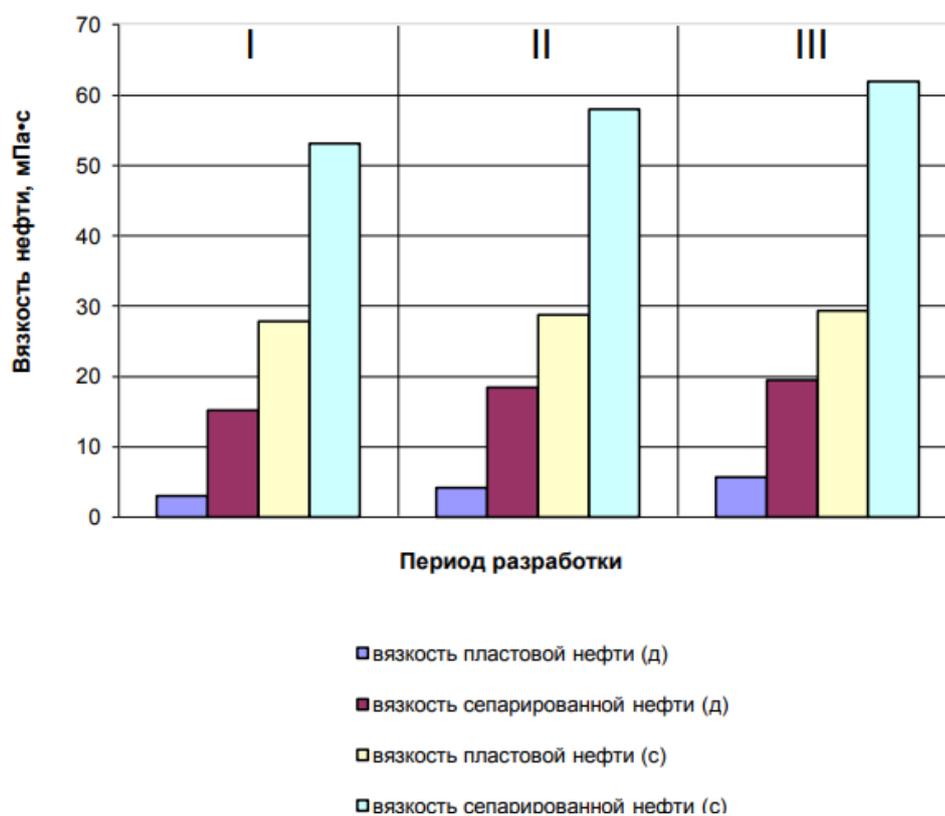


Рисунок 4 – Значения вязкости нефтей Ромашкинского месторождения по периодам [6]

С увеличением объемов закачки воды и прогрессирующего обводнения продуктивного пласта начали проявлять себя другие процессы, влияющие на изменение свойств пластовых флюидов. Основными негативными последствиями заводнения стали окисление нефти внесенным с закачиваемой водой кислородом и снижение температуры продуктивного пласта.

В процессе разработки месторождения с повышением плотности и вязкости добываемой нефти увеличивается также и содержание в ней сернистых соединений. Это объясняется тем, что чем тяжелее нефти, тем больше в них содержание сернистых соединений. Изменение процентного содержания серы и парафинов в нефти представлены на рисунке 6.

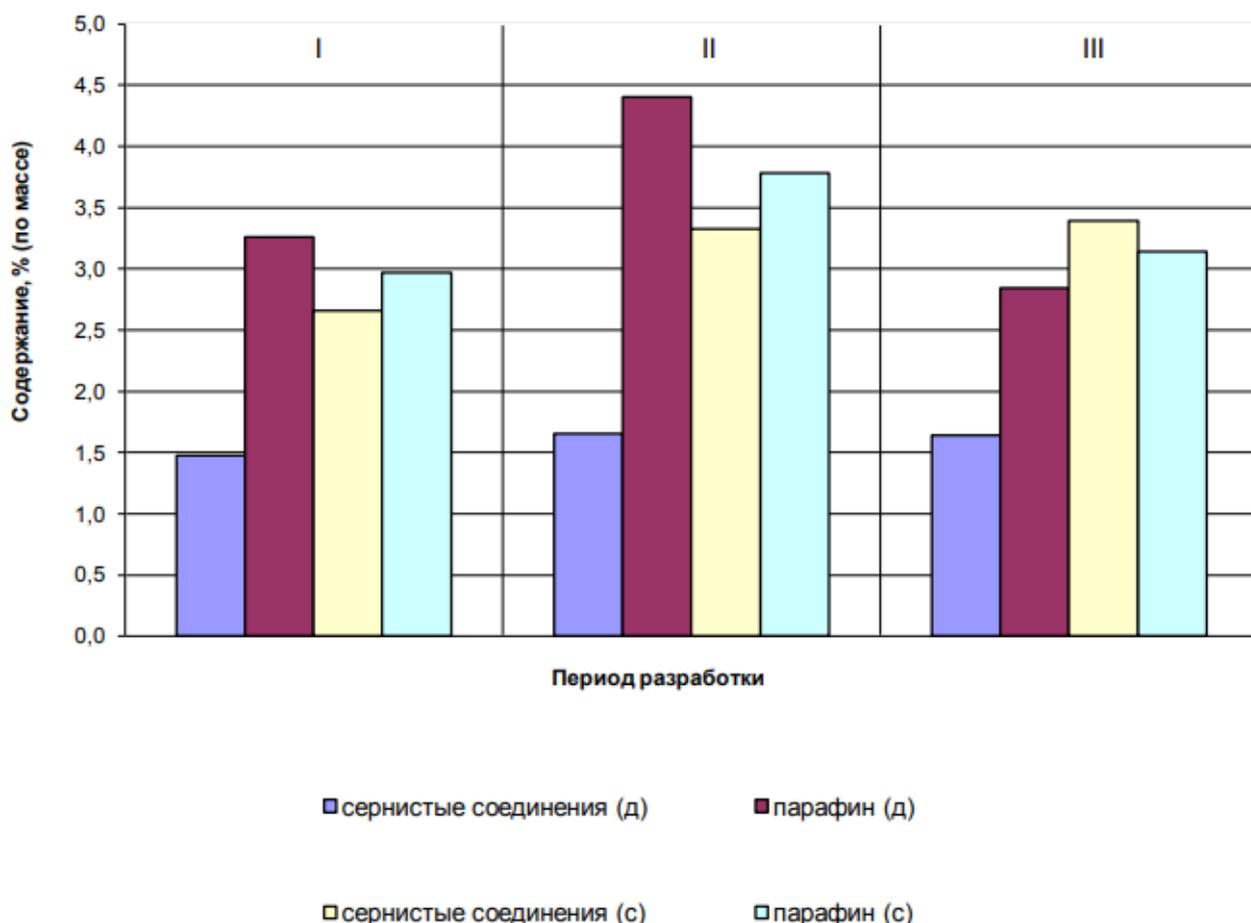


Рисунок 5 – Содержания сернистых соединений и парафина в нефтях Ромашкинского месторождения по периодам [6]

Одним из важных факторов, ведущих к уменьшению содержания парафина в III периоде, является уменьшение растворимости парафина в пластовой нефти [7].

На начальном этапе разработки добывается наиболее легкая (подвижная) составляющая пластовой нефти с достаточно высоким газосодержанием и небольшой вязкостью. Далее в процессе разработки в результате гидродинамического воздействия на пласт и процессов повышения нефтеотдачи из различных зон начинает поступать остаточная нефть, которая, как правило, имеет более низкое содержание легких фракций и парафина, т. к. обычно парафин лучше растворяется в более легких составных частях сырой нефти, чем в тяжелых. Это также ведет к тому, что уменьшается температура застывания нефти.

Величина насыщенности пластовой нефти парафином может влиять на систему разработки месторождения и выбор технологических параметров. Необходимость учета этой величины вызвана тем, что температура и давление продуктивных пластов в процессе разработки не остаются постоянными. Понижение температуры нефти в пласте и/или давления ниже критического уровня могут привести к выпадению парафина в виде твердой фазы. Наличие в нефти кристаллов парафина приводит к затуханию фильтрации и уменьшению коэффициента вытеснения нефти.

Таким образом, при проектировании различных геолого-технологических мероприятий необходимо учитывать тот факт, что свойства остаточной нефти, на которую планируется провести воздействие, могут оказаться значительно хуже, чем свойства текущей добываемой нефти.

1.4 Методы разработки остаточной нефти

После локализации областей коллектора, насыщенных остаточной нефтью, необходимо переходить к выбору технологии для её извлечения.

Для вовлечения в разработку остаточных запасов нефти предполагается использовать методы увеличения нефтеотдачи, изменяющие природные силы в залежи с целью увеличения конечной нефтеотдачи. При реализации этих методов применяют рабочие агенты, повышающие охват залежи разработкой и эффективность вытеснения остаточной нефти из пластов после извлечения из них нефти на первых двух этапах разработки. Данные методы включают [3-5]:

- физико-химические (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);
- газовые (закачка УВ-газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);
- тепловые (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

– микробиологические (введение в пласт бактериальной продукции или ее стимуляция непосредственно в нефтяном пласте).

По мере развития технологий методов увеличения нефтеотдачи стали использовать «улучшенные методы повышения нефтеотдачи», которые предполагают комбинирование элементов перечисленных выше четырех групп МУН, а также использование современных технических средств и технологических способов повышения нефтеотдачи, например, горизонтальных скважин [10]. Самостоятельное применение горизонтальных скважин является не методом повышения нефтеотдачи, а способом интенсификации добычи нефти, не приводящим к повышению нефтеотдачи. В общем случае к «улучшенным МУН» можно отнести методы, при реализации которых применяют различные технологии и средства повышения охвата залежи процессом вытеснения нефти, в том числе оптимизацию (уплотнение) сетки скважин, изменение направления фильтрационных потоков, выравнивание профиля вытеснения, барьерное заводнение и прочее [13].

Таким образом, к методам увеличения нефтеотдачи (МУН) следует относить только методы, позволяющие повысить объем извлекаемой нефти, добываемой за счет дополнительного дренирования той части залежи, которая не охватывается разработкой при естественном режиме эксплуатации [2]. Принципиальным в этом определении является обращение к геологическому понятию залежь – замкнутой нефтесодержащей емкости, представляющей собой в данном случае геологически обоснованный единый объект подсчета геологических запасов и единый самостоятельный объект разработки.

Методы стимуляции (воздействия на пласт) имеют цель интенсифицировать приток нефти из скважины, воздействуя на ограниченное пространство вблизи призабойной зоны пласта (ПЗП) или на некотором удалении от нее. В российской практике обычно не делают различия между методами воздействия на пласты (стимуляция притока, интенсификация

добычи, воздействие на пласт) и МУН. В ряде случаев это делается преднамеренно, а часто – не видя принципиальной разницы между рассматриваемыми понятиями.

Значительное разнообразие геолого-физических условий вытеснения нефти в процессе разработки нефтегазонасыщенных залежей определяет многообразие методов и механизмов воздействия на пласты. Например, увеличение проницаемости призабойной зоны приводит к увеличению скорости фильтрации и фазовой проницаемости коллектора в удаленной от скважины зоне пласта. Закупоривание высокопроницаемых зон, промытых в результате заводнения, как правило, вызывает увеличение давления закачки и перераспределение потоков закачиваемой воды, т.е. повышает скорость фильтрации в слабо дренируемых прослоях и, как результат, уменьшает остаточную нефтенасыщенность в них [11]. Изменение режимов отбора и закачки по скважинам может снизить пластовое давление в некоторой части залежи, что приведет к дополнительной и необратимой деформации коллекторов, которая, изменяя свойства коллектора, может как увеличить, так и уменьшить подвижность остаточных запасов на этом участке.

Минимальная остаточная нефтенасыщенность, с учетом места расположения остаточной нефти и геолого-физических характеристик пласта, достигается при стремлении к рентабельным минимуму и максимуму. Рентабельные минимум и максимум определяются из условий прироста прибыли от реализации дополнительной нефти более чем на 20 % превышающие затраты. Если область с остаточными извлекаемыми запасами находится вне радиуса рентабельного действия методов, а перераспределение потоков в окружающих скважинах не приводит к заметному увеличению этого комплекса, то проводятся работы по прямому воздействию на этот участок (бурение боковых стволов, ГРП) с последующим проведением комплекса физико-химического воздействия [1].

Решение о применении конкретной технологии должно приниматься на основании геолого-физических критериев применяемых методов,

разработанных на основе анализа фактического опыта использования МУН на конкретном месторождении и соответствующих лабораторных исследований. Критерии должны в первую очередь учитывать химическую, термическую и механическую стабильность веществ, их сорбцию на коллекторах исследуемого месторождения, вязкость их растворов в пластовых условиях. Технологическая эффективность их применения должна определяться на основе моделирования процесса их закачки при гидродинамическом моделировании.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Карсакову Александру Владиславовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	График выполнения работ
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей	
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Карсаков Александр Владиславович		27.03.2021г

Исходные данные для расчета	Ед.изм.	Значение
Среднесуточный дебит	тонн./сут	4,35
Цена реализации 1 тн. нефти без НДС	руб.	33022,2
Ставка НДС	руб./тонн.	3727,5
Налог на прибыль	%	20

Технологическая эффективность применения потокоотклоняющих технологий (ПОТ) пластов и стимуляции работы скважин оценивается по дополнительной добыче нефти. Для оценки же экономической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи можно использовать остающуюся в распоряжении предприятия прибыль от реализации дополнительно добытой нефти за счет проведенных мероприятий по ПОТ.

Экономически эффект рассчитывается по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_t = P_t - Z_t - N_{\text{пр}}, \quad (1)$$

где \mathcal{E}_t - экономический эффект от внедрения мероприятия, тыс.руб.

P_t - оценка результатов осуществления мероприятия, тыс.руб.

Z_t - оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

$N_{\text{пр}}$ - налог на прибыль.

Оценка результатов осуществления мероприятия, т.е. выручка от реализации дополнительно добытой нефти рассчитывается по формуле:

$$P_t = C \cdot \Delta Q_n, \quad (2)$$

где C - цена реализации за 1 тонну нефти, руб.

ΔQ_n - дополнительная добыча нефти за счет МУН, тыс.тонн.

Оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_t = \Delta Q_n \cdot Z_{\text{у.пер.}} + Z_{\text{мун.}} \quad (3)$$

где $Z_{\text{у.пер.}}$ - условно-переменные затраты на добычу 1 тонны нефти, руб.

$Z_{\text{мун.}}$ - затраты на осуществление мероприятий по МУН, тыс.руб.

Для оценки деятельности предприятия рассчитывается показатель рентабельности, величина которого показывает соотношение эффекта с использованными ресурсами. В отношении применения методов увеличения нефтеотдачи целесообразно рассчитать рентабельность продаж и рентабельность продукции.

Рентабельность продукции рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{прод}} = \frac{\Pi}{З_t} \cdot 100\%, \quad (4)$$

Сравнение технологий по экономической эффективности можно также осуществлять по удельной прибыли на 1 тонну дополнительно добытой нефти, которая рассчитывается по формуле:

$$\Pi_{\text{уд}} = \frac{\Pi}{\Delta Q_n} \cdot 100\% \quad (5)$$

Затраты на обработку одной скважины можно рассчитать по формуле:

$$З_{\text{скв}} = \frac{З_{\text{мул}}}{n} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где n - количество скважино-обработок.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) – это стоимость, полученная путем дисконтирования отдельно на каждый момент, временной период разности всех оттоков и притоков, доходов и расходов, накапливающихся за весь период функционирования объекта инвестирования при фиксированной, заранее определенной процентной ставке.

ЧДД за расчетный год рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{P_t - Z_t}{(1+r)^t}, \quad (7)$$

где P_t - стоимостная оценка результатов в t -м году (поток выгод);

Z_t - затраты (отток затрат – капитальные вложения, эксплуатационные затраты и налоги), осуществляемые на шаге t расчета;

r – ставка (норма) дисконта;

T – период (срок жизни проекта);

t – номер шага расчета.

если $\text{ЧДД} > 0$, то проект является прибыльным;

если ЧДД < 0, то проект является убыточным;

если ЧДД=0, то проект является ни прибыльным, ни убыточным.

Таким образом, оценка экономической эффективности по методам потокоотклоняющих технологий позволяет выявлять неэффективные участки или участки, на которых эффективность очень низка. Определение таких участков дает возможность проведения более детального анализа, который отобразит влияние на экономическую эффективность нарушений договорной, технологической и финансовой дисциплины, проблем технико-экономического и геолого-технического характера, оказавших наибольшее влияние на получение незначительного результата от проведения мероприятия.

4.2 Расчет экономической эффективности применения потокоотклоняющих технологий на примере Майского месторождения

Расчёт будет произведён по формулам предыдущей главы используя исходные данные из таблицы 1.

Стоимостная оценка результатов осуществления мероприятия рассчитывается по формуле 2: ·

$$P_t = 33022.2 \cdot 3.9 = 128786.44 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия рассчитывается по формуле:

$$З_t = 3,9 \cdot 3727,5 + 3373,452 = 17910,7 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект от применения данного мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Э_t = 128786.44 - 17910.7 - 25757.288 = 85112.01 \text{ тыс.руб.}$$

Рентабельность определяется по формуле:

$$P_{\text{пр}} = \frac{85112}{128786,44} \cdot 100\% = 66,1\%$$

Рентабельность продукции определяется по формуле:

$$P_{\text{прод}} = \frac{85112}{17910,7} \cdot 100\% = 475\%$$

Затраты на одну скважино-операцию рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{СКВ}} = \frac{3373,452}{5} = 674,69 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет экономической эффективности по проведенным мероприятиям производили по формуле:

$$\text{ЧДД} = \frac{128786,44 - 17910,7}{1 + 1,75} = 40318 \text{ тыс.руб.}$$

Общие результаты представлены в таблице 2

Таблица 11 – Расчет экономического эффекта

Показатели	Ед.изм.	Сумма
Выручка от реализации без НДС	тыс.руб.	128786.44
Затраты на проведение мероприятия	тыс.руб.	3373,452
Итого производственных затрат	тыс.руб.	17910,702
Налог на прибыль, тыс.руб.	тыс.руб.	25757,3
Прибыль после налогообложения, тыс.руб.	тыс.руб.	85112
Рентабельность продаж	%	66,1
Рентабельность продукции	%	475%
Затраты на одну скв.-операцию	тыс.руб.	674,69

Расчет показал, что все планируемые показатели фактически дали положительный результат.

По приведенным расчетам видно, что ЧДД > 0 и составляет 40318 тыс. руб. Из этого можно сделать вывод, что использование потокоотклоняющей технологии экономически эффективна. Чистая прибыль от внедрения данного метода составила 85112 тыс. руб. Основным фактором увеличения чистой прибыли стал рост добычи нефти на 3,9 тыс. т.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Карсаков Александр Владиславович

ШКОЛА		Отделение	
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема дипломной работы: «Доразработка остаточных запасов нефти на Майском нефтяном месторождении (Томская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> • Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p>Объект исследования – вода, применяемая для нестационарного (циклического) заводнения нефтяных пластов. Технология применяется на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. <p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Отклонение показателей климата на открытом воздухе; • Превышение уровней шума и вибрации; • Недостаточная освещенность; • Повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Электрический ток; • Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; • Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). <p>– Оценка и анализ воздействия работ по нестационарному заводнению на атмосферу, гидросферу, литосферу (выбросы загрязняющих веществ через неплотности соединений, загрязнение подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, продукты утечек скважины). – Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Возможные ЧС: – нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; – разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; – нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети. Описание наиболее вероятной ЧС – возгорания, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> • Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999), • Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; • Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; • Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; • Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; • Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ; • Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; • Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021г.
------------------------------------------------------	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И.	Д.Т.Н., профессор		26.02.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Карсаков Александр Владиславович		26.02.2021г.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды.

Одной из широко применяемых недорогостоящих технологий вовлечения остаточных запасов нефти в активную разработку является циклическое (нестационарное) заводнение.

Циклическое заводнение – разновидность нестационарного заводнения, идея которого состоит в том, что нагнетание воды ведется в виде определенных циклов по схеме «нагнетание-остановка».

Метод циклического заводнения основан на представлении о том, что периодическая закачка воды в пласт взамен непрерывной может вызвать перераспределение давлений в пропластках различной проницаемости. Это значит, что из зон, насыщенных нефтью и имеющих низкую проницаемость, при снижении давления, вызванном прекращением закачки, начнется переток нефти в зоны повышенной проницаемости. Последние, как правило, наиболее обводнены и, вследствие лучшей характеристики, в них быстрее снижается давление.

Работы проводятся на насосной станции Майского нефтяного месторождения. В административном отношении месторождение находится в Томской области.

Насосная станция представляют собой набор технологических и электротехнических блоков, монтируемых на месторождении под единой крышей. Обслуживают насосной станции, предназначенной для работы системы ППД по нагнетания воды в пласт, операторы поддержания пластового давления.

5.1 Производственная безопасность

Главной опасной характеристикой производства является работа значительного количества аппаратуры под высоким давлением порядка 25 МПа, что создает большую опасность для работников насосной станции при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015

Таблица 122 – Опасные и вредные факторы при применении метода искусственного заводнения

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1)Обслуживание насосных установок; 2)Контроль за трубопроводами и различными коллекторами 3)Работа с электроустановками и трансформаторами	1.Превышение уровня шума; 2.Превышение уровня вибрации; 3.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 4.недостаточная освещённость рабочей зоны.	1. Электрический ток. 2. Пожароопасность. 3.Работа с оборудованием под давлением.	1. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ [26] 2. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [27] 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [28] 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [29] 5. ГОСТ 12.1.004–91 [30]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Превышение уровня шума

В рабочем помещении, в котором расположены насосные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум. Общие требования. Норма для помещения управления» составляет 75 дБА.

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека способствует развитию утомления, изменениям в сердечно-сосудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой

ведущим является медленно прогрессирующее снижение слуха. В определенных условиях шум может влиять и на другие органы и системы организмы человека.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 [13] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски перерывы на отдых от данного помещения.

Защита от шума при работе на станции обеспечивается:

- установкой насосных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Превышение уровня вибрации

Насосные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Вибрации вызывают в организме человека многочисленные реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов и систем организма.

Со временем, так как эти вибрации имеют постоянный характер, вибрации от работы насосов могут усилиться из-за износа оборудования, в особенности элементы крепления. Для частичного устранения этих вибраций рекомендуется установить прокладки из резины, асбеста, резины между полом и самим насосом в качестве коллективной меры защиты.

Операторов по поддержанию пластового давления в обязательном порядке снабдить виброобувью и виброрукавицами [26].

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины,

выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

При разных метеорологических условиях в организме человека происходят изменения ряда функций систем и органов, принимающих участие в терморегуляции – в системе кровообращения, нервной и потоотделительной системах. При длительном пребывании в неблагоприятных микроклиматических условиях, с постоянным напряжением терморегуляции, возможны стойкие изменения физиологических функций организма – нарушение деятельности сердечно-сосудистой системы, угнетение центральной нервной системы, нарушение водно-солевого обмена.

Требуемые параметры микроклимата: оптимальные, допустимые или их сочетания следует устанавливать в зависимости от вида помещения станции и периода года с учетом требований соответствующих нормативных документов (таблица 2) [27].

Таблица 13 –требуемые параметры микроклимата на насосной станции

Период года	наименование помещения	Температура воздуха, °С		Результирующая температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая	оптимальная	допустимая
холодный	насосная станция	20-22	18-24	19-20	17-23	45-30	60	0,15	0,2
тёплый		22-25	20-28	22-24	18-27	60-30	65	0,2	0,3

Качество воздуха на рабочем месте в насосной станции обеспечивается согласно действующим нормативно-техническим документам необходимым уровнем вентиляции, обеспечивающим допустимые значения содержания углекислого газа в помещении (Таблица 3).

Таблица 14 – Допустимые значения содержания углекислого газа на насосной станции

Класс	Качество воздуха в помещении		Допустимое содержание CO ₂ , см ³ /м ³
	Оптимальное	Допустимое	
1	Высокое		400
2	Среднее		400-600
3		Допустимый	600-1000
4		Низкий	1000 и более

Анализ освещённости рабочей зоны

Нормы освещенности $E_{экс}$ и равномерности освещенности U_0 в зоне зрительной работы независимо от плоскости нормирования (горизонтальной, вертикальной или наклонной), коэффициента пульсации освещенности $K_{п}$ и общего индекса цветопередачи R_a для различных помещений насосной станции и видов зрительной работы приведены в таблице 4 [27].

Таблица 15 – Нормы освещенности для помещений насосной станции

Наименование Помещения	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R_a , не менее	$K_{п}$, не более
Пути движения и коридоры	100	0,40	40	-
лестницы	100		40	
Рабочая зона насоса	150		60	10

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям.

Коэффициент пульсации освещенности K_p в помещениях, где возможно возникновение стробоскопического эффекта и есть опасность прикосновения к вращающимся или вибрирующим объектам, - не более 10%.

Проведём расчёт необходимого числа светильников для создания в рабочей зоне освещённости в 150 лк.

Дано помещение с размерами: длина $A = 20$ м, ширина $B = 9$ м, высота $H = 6$ м. Высота рабочей поверхности $h_{rp} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 150$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30$ %, потолка $R_n = 50$ %. Коэффициент запаса для помещения с малым выделением пыли при люминесцентных лампах: $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$. Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$

Приняв $h_c = 0,6$ м, определяем расчетную высоту.

$$h = H - h_c - h_{rp} = 6 - 0,6 - 0,8 = 4,4\text{ м} \quad (12)$$

Расстояние между рядами светильников:

$$L = 1,4 \cdot 4,4 = 6,16 \text{ м} \quad (13)$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L/3 = 6,16/3 = 2,05 \text{ м}; \quad (14)$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = \frac{(9 - \frac{2}{3} \cdot 2,05)}{2,05} + 1 \approx 4 \quad (15)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{\text{св}} + 0,5} + 1 = \frac{(20 - \frac{2}{3} \cdot 2,05)}{0,93 + 0,5} + 1 \approx 13 \quad (16)$$

Размещаем светильники в четыре ряда. В каждом ряду можно установить 13 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 32 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 1).

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 104$.

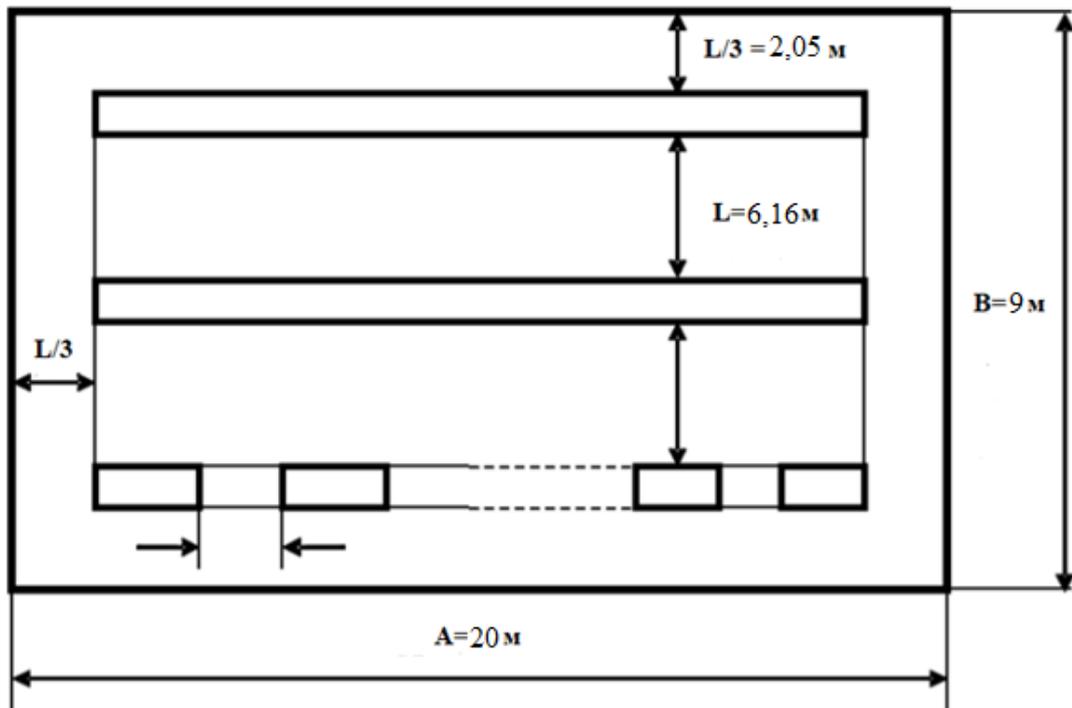


Рисунок 17– План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения

$$i = \frac{S}{h \cdot (A+B)} = \frac{180}{4,4 \cdot (20+9)} \approx 1,41 \quad (17)$$

Определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,45$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot \gamma}{N_l \cdot \eta} = \frac{150 \cdot 180 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{104 \cdot 0,45} \approx 951,9 \quad (18)$$

По таблице выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 20 Вт с потоком 1020 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (19)$$

$$\text{Получаем } -10\% \leq 6,67\% \leq +20\%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = 104 \cdot 20 = 2080 \text{ Вт} \quad (20)$$

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Пожарная безопасность

Для обнаружения пожара в рабочих помещениях предусмотрена общестанционная система пожаротушения, выполняющая две основные функции:

- 1) Контроль и сигнал о возникновении пожара в зданиях, отсеках и блок боксах;
- 2) Управление в ручном и автоматическом режимах выпуском газа из баллонов «Хладон».

В состав системы входят: электроаппаратура, датчики, сирены, кабельное хозяйство, баллоны с газом.

Для тушения небольших очагов пожара на станции предусмотрены ручные огнетушители ОП-8(б).

На газоперекачивающих агрегатах предусмотрена автоматическая система пожаротушения «Хладон 227».

Территория насосной установки должна регулярно очищаться от сухой травы и листьев. Скошенная трава и листья должны вывозиться с территории предприятия. Сушка скошенной травы и хранение ее на территории КС или в охранной зоне категорически воспрещается

Работа технологического оборудования в производственных помещениях категорий А, Б и В, при наличии неисправностей в устройствах системы вентиляции запрещается.

Все металлические воздуховоды, трубопроводы, фильтры и другое оборудование вытяжных установок в производственных помещениях категорий А, Б и В должны заземляться.

Все средства автоматического контроля, защиты, управления и регулирования должны содержаться в исправном состоянии и проверяться на безотказность действия в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих

средств. Обнаруженные при этом неисправности должны немедленно устраняться.

Электробезопасность

Устройство и эксплуатация электроустановок должны осуществляться в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок, межотраслевых правил охраны труда при эксплуатации электроустановок потребителей, правил эксплуатации электроустановок потребителей. Устройство и техническое обслуживание временных и постоянных электрических сетей на производственной территории следует осуществлять силами электротехнического персонала, имеющего соответствующую квалификационную группу по электробезопасности.

Разводка временных электросетей напряжением до 1000 В, используемых при электроснабжении объектов строительства, должна быть выполнена изолированными проводами или кабелями на опорах или конструкциях, рассчитанных на механическую прочность при прокладке по ним проводов и кабелей, на высоте над уровнем земли, настила не менее, м: - 3,5 - над проходами; - 6,0 - над проездами; - 2,5 - над рабочими местами.

Светильники общего освещения напряжением 127 и 220 В должны устанавливаться на высоте не менее 2,5 м от уровня земли, пола, настила. При высоте подвески менее 2,5 м необходимо применять светильники специальной конструкции или использовать напряжение не выше 42 В.

Корпуса понижающих трансформаторов и их вторичные обмотки должны быть заземлены. Применять стационарные светильники в качестве ручных запрещается.

Выключатели, рубильники и другие коммутационные электрические аппараты должны быть в защищенном исполнении в соответствии с требованиями государственных стандартов.

Все электропусковые устройства должны быть размещены так, чтобы исключалась возможность пуска машин, механизмов и оборудования посторонними лицами. Запрещается включение нескольких токоприемников

одним пусковым устройством. Распределительные щиты и рубильники должны иметь запирающие устройства. Штепсельные розетки на номинальные токи до 20 А, расположенные вне помещений, а также аналогичные штепсельные розетки, расположенные внутри помещений, но предназначенные для питания переносного электрооборудования и ручного инструмента, применяемого вне помещений, должны быть защищены устройствами защитного отключения (УЗО) с током срабатывания не более 30 мА либо каждая розетка должна быть запитана от индивидуального разделительного трансформатора с напряжением вторичной обмотки не более 42 В.

Статическое электричество

Мероприятия по защите от статического электричества в соответствии с «Временными правилами защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. РД 39-22-113-78» должны осуществляться во всех взрыво и пожароопасных производственных помещениях и наружных установках классов В-1, В-П, П-П, категории А, Б, В, и Е.

Опасность действия статического электричества должна устраняться тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращающая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А в мин или создаются условия, исключающие возможность образования взрывоопасной концентрации (например, вытеснение горючей смеси инертным газом)

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании, на теле человека и на перекачиваемых веществах должны предусматриваться, с учетом особенностей производства, следующие меры, обеспечивающие стекание возникающих зарядов:

а) отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтепродуктов и тела человека с заземлением;

б) отвод зарядов путем уменьшения удельных, объемных и поверхностных электрических сопротивлений;

в) нейтрализация зарядов путем использования радиоизотопных, индукционных и других нейтрализаторов.

Аппараты под давлением

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации аппараты под давлением на насосной станции в зависимости от их назначения снабжаются: специальной запорной или запорнорегулирующей арматурой; приборами для измерения давления; приборами для измерения температуры; предохранительными устройствами; указателями уровня жидкости.

Каждый насос на станции должен быть снабжен предохранительными устройствами от повышения давления выше допустимого. В качестве таких устройств применяются следующие конструкции предохранителей: пружинные; рычажно-грузовые; импульсные.

Аппараты под давлением, в частности насосные установки, на которые распространяется действие правил Ростехнадзора, должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа, до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях — внеочередному освидетельствованию. Объем, методы и периодичность технических освидетельствований определяются изготовителем и указаны в инструкциях по монтажу и эксплуатации [16]

В случае отсутствия таких указаний освидетельствование необходимо проводить согласно упомянутым правилам.

В соответствии с требованиями аппарат, работающий под давлением, должен быть остановлен при появлении признаков аварийной ситуации:

- -повышение давления выше разрешенного, несмотря на меры, принятые персоналом;
- при выявлении неисправности предохранительных клапанов;

- при обнаружении в сосуде и его элементах неплотностей, выпучин, разрыва прокладок; • при неисправности манометра;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду, находящемуся под давлением, и в некоторых других случаях.

5.2 Экологическая безопасность

Операции нестационарного заводнения сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

5.2.1 Защита атмосферы

Насосная установка в период работы на нормальном режиме воздействия на атмосферу не производит так как работает на электричестве (отсутствуют выхлопные газы), перекачивает только очищенную (подготовленную) воду.

5.2.2 Защита гидросферы

Мероприятия по охране поверхностных вод. В период нормальной работы станции возможен сброс сточных вод в гидросферу (окружающий ландшафт).

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- Применение системы пневмоиспытаний для исключения сброса необходимости технической воды на окружающий ландшафт;
- Выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;

- Укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью посевом трав;
- Закачка ингибитора коррозии и солейотложений в трубопроводы;

5.2.3 Защита литосферы

В процессе эксплуатации установки образуются твердые отходы, образуемые при эксплуатации насосного оборудования станции.

Твердые отходы образуются в результате ремонта и обслуживания оборудования, содержания санитарно-бытовых помещений. Жидкими отходами производства являются отработанное масло с насосов. Откачка масла из агрегатных маслобаков производится в дренажную емкость Е-9. Для слива небольшого количества с лубрикаторной системы предусмотрена дренажная емкость Е-8 для каждого ПК. Характеристика твердых и жидких отходов приведена в таблице 5.

Таблица 16 – Твёрдые отходы

Наименование	Потребность на год	Периодичность замены	Единовременная загрузка
Ветошь	12 кг	При техобслуживании	-
Плѐнка полиэтиленовая	50 м ²	При техобслуживании	-

Источниками загрязнения почвы и почвенных вод являются компоненты нефти, всевозможные промышленные отбросы и продукты прорывов трубопроводов.

Основным типом сооружаемых амбаров являются односекционные дренажные ямы, их объем зависит от глубины и количества скважин в кусте.

Порядок ликвидации амбаров:

1. Откачка чистой воды,
2. Засыпка амбара грунтом,
3. Ликвидация обваловки вокруг амбара,
4. Зачистка замазученности с территории площадки,

5. Отсыпка грунтом нарушенного слоя почв.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для Майского месторождения, расположенного в северо-западной части Томской области, характерны сильные заморозки (до -60 о С), сильные метели, короткое лето (50 дней).

При работе с насосной установкой оператор по поддержанию пластового давления подвержен опасности разрыва/прорыва трубопроводов.

Так же может возникнуть разгерметизация фланцев трубопроводов или аппаратов;

Возгорание насосных установок при перегревах или перегрузках электросети.

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией в работе насосной установки может оказаться ситуация с возгоранием установки, задымлением насосной станции в связи с чем в следующих пунктах описаны превентивные мероприятия, направленные на предотвращение данной ситуации на производстве, а также мероприятия во время непосредственного действия ЧС.

Организационно-технические мероприятия предусматривают создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов и окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

В целях предупреждения возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций, снижения их возможных последствий на основных объектах выполняются работы по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

В целях пожароопасной ситуации в структурных подразделениях и на их объектах проводятся (в частности на насосной станции)

- Мониторинг баланса объёмов перекачиваемой нефти по трубопроводу с проведением анализа состояния баланса (каждые два часа);
- Мониторинг давления в трубопроводе с использованием телеметрического контроля;
- Воздушное и наземное патрулирование трассы трубопровода согласно графикам обходов и облётов трубопроводов.

Порядок действия персонала в случае возникновения ЧС следующий:

- остановка и обесточивание насосной установки,
- эвакуация людей, укрытие в защитных сооружениях,
- применение средств индивидуальной защиты,
- оповещение служб ликвидации ЧС и ремонта.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на насосных установках условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, также предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

Работа производится, как правило, в 2 - 4 смены, так как производственный процесс превышает установленную продолжительность ежедневной работы (смены) - ст. 94 ТК РФ.

Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха, как правило, 12 часов с учетом времени для отдыха и питания. Неиспользованные часы отдыха суммируются и должны быть предоставлены работникам в виде дополнительных выходных дней в течение учетного периода.

Трудовая деятельность работников проходит во вредных и опасных условиях труда. Поэтому большинству работников устанавливаются дополнительные оплачиваемые отпуска за такую работу.

5.4.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте.

Основное и вспомогательное оборудование насосных станций должно эксплуатироваться согласно требованиям соответствующей нормативно – технической документации.

Оборудование и системы насосных станций должны подвергаться техническому освидетельствованию, осмотрам, проверкам, необходимым испытаниям в порядке, установленном соответствующими Правилами и Инструкциями, данные о которых должны оформляться актом или вноситься в эксплуатационную документацию

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ.

Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Ответственный руководитель и производитель работ (наблюдающий) перед допуском к работе должны выяснить у допускающего, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и совместно с допускающим проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

Допуск к работе по нарядам и распоряжениям после подготовки рабочего места должен проводиться непосредственно на рабочем месте. При этом допускающий должен:

- проверить соответствие состава бригады указаниям наряда (распоряжения) – по именованным удостоверениям;
- доказать бригаде, что напряжение отсутствует, показом установленных заземлений или проверкой отсутствия напряжения, если заземления не видны с рабочего места (в эл.установках 35 кВ и ниже).

Вывод по разделу

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по нестационарному заводнению оператором ППД на насосной установке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Предложен вариант расстановки светильников на насосной станции. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией признано возгорание

оборудования, работающего под высоким давлением, разобраны меры по предупреждению ЧС и порядок действий при возникновении ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На текущем этапе развития нефтяной индустрии России практически на всех месторождениях наблюдается проблема недостаточной выработанности нефтяных коллекторов. Поэтому особую актуальность имеют задачи по вовлечению в разработку остаточной нефти.

В работе были рассмотрены четыре основные проблемы освоения остаточных запасов нефти, а именно: локализация запасов, ухудшение физико-химических свойств нефти в процессе разработки, выбор метода увеличения нефтеотдачи и выбор методики расчёта проводимого геолого-технологического мероприятия.

Анализ результатов проведения геолого-технологических мероприятий на территории Майского месторождения привёл к выводу о том, что наибольшую эффективность на объекте Ю₁³⁻⁴ имеют именно потокоотклоняющие технологии.

В результате исследования было предложено применение раствора силиката кальция в качестве рабочего агента при закачке гелеобразующей композиции в нагнетательную скважину. Были приведены критерии выбора скважины кандидата для проведения разработки. Показаны техника и технология проведения мероприятия, а также приведена методика расчёта основных параметров обработки.

Список публикаций

1. А.В.Карсаков. Движение тяжелого газа в приземном слое атмосферы. В кн.: Сборник XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2020. С. 565-566.
2. А.В.Карсаков, В.С. Ясенко Добыча и прирост запасов нефти компании ОАО «Удмуртнефть». В кн.: Сборник XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2020. С. 602-603.
3. А.В.Карсаков . Проблемы и технологии освоения остаточных запасов нефти. В кн.: Сборник XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II. Томск, 2021. С. 352-353.

Список использованных источников

1. Королёв М.И. Обоснование технологии извлечения остаточной нефти из неоднородных терригенных коллекторов с использованием микроэмульсионных составов // дис. канд. техн. наук. – Санкт-Петербург 2018 г. 127с.
2. Бачин С.И. Доразработка остаточных запасов нефти высокообводнённых месторождений с неоднородными коллекторами, Дис. канд. тех. наук. 25.00.17. / С.И. Бачин. – Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, 2008. – 138 с.
3. Ильина, Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие / – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
4. Ахметзянов А.В., Мамедов Э.А., Сальников А.М. Структура остаточных запасов нефти и газа на истощенных месторождениях // Нефтепромысловое дело – 2016 №6. [Электронный ресурс].
5. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Дисс. канд. техн. наук. Тюмень, 2015 г. 165 с.
6. Ф.Ф. Хамидуллина. Об изменениях физико-химических свойств добываемой продукции нефтяных скважин в процессе разработки на некоторых площадях Ромашкинского месторождения /Ф.Ф.Хамидуллина, А.А. Газизов // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 10. – С. 51-53.
7. Е.А.Тарасов . Изменение физико-химических свойств нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения./Е.А.Тарасов// Нефтяное хозяйство, 1999. №7 – С. 25 – 27.
8. Зайцева Ю.Л. Нефтегазогеологическое районирование нижней-средней юры Нюрольского нефтегазоносного района (юго-запад Томской

области). Дисс. канд. геолого-минералогических наук. Новосибирск 2017 г. 133 с.

9. Технологическая схема разработки Майского нефтяного месторождения.

10. Нигматуллин Э.Н. Совершенствование технологии блокирования обводнённых зон пласта гелеобразующими составами. Дисс. канд. техн. наук. Бугульма 2016г. 178 с.

11. Лейк Л. Справочник инженера-нефтяника. Том V(B) инжиниринг резервуаров / Л. Лейк// НИЦ «РХД». - 2018. - 1031с.

12. Сайт компании «Imperial Energy». [Электронный ресурс] – Режим доступа к сайту.: <http://www.imperialenergy.com/ru/>. (дата обращения 22.01.2021г.)

13. Владимиров И.В., Казакова Т.Г., Мельников М.Н., Горшков А.В. Анализ взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 1. – С. 28–33.

14. Габдуллин Р.Ф., Князев В.И., Мусин Р.Р., Багау С.Р. и др. Технология увеличения нефтеотдачи на основе глинистой суспензии // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. – С. 92–95.

15. Ступоченко В.Е., Соркин А.Я. Применение потокорегулирующих технологий для повышения эффективности разработки высокообводненных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 48–51.

16. Якименко Г.Х., Альвард А.Л., Ягафаров Ю.Н. Применение гелеобразующей технологии на основе кислых растворов алюмосиликатов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 64–66.

17. Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Кан В.А., Жданов С.А. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах // Нефтяное хозяйство. – 2012. - № 3. – С.67-69.

18. РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.

19. РД 39-0147035-209-87 Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов.

20. РД 39-0147035-209-87 Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов

21. РД 153-39.1-004-96 Методическое руководство по оценке технологической эффективности и применения методов увеличения нефтеотдачи.

22. ГОСТ 32359-2013 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки.

23. ГОСТ Р 54362-2011 Геофизические исследования скважин. Термины и определения.

24. . ГОСТ Р 53554-2009 Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородного сырья. Термины и определения.

25. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

27. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

28. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

29. ГОСТ 12.1.012-89. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

30. ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты под давлением.

31. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

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

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

34. ГОСТ 30494-96. Микроклимат производственных помещений.

35. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий.

Приложение I

(справочное)

RESIDUAL OIL DEVELOPMENT PROBLEMS

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Карсаков Александр Владиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина Анна Николаевна	к.филол.н., доцент		

INTRODUCTION

Currently, a significant part of Russian oil fields have entered the final stage of development and characterized by a decline in production. This is due to the depletion of active oil reserves, and, consequently, an increase in the proportion of residual oil trapped in zones not covered by water flooding, and physically or chemically associated with the formation rock of the oil. An additional factor is the increase in water cut in complex terrigenous reservoirs and their high reservoir compartmentalization.

These fields are characterized by a significant decrease in the oil rates with a sharp increase in the water cut of the produced products. Their reserves should be classified as hard-to-recover.

The development of these fields is carried out with the maintenance of reservoir pressure by means of artificial waterflooding. Despite the development and relatively low cost, it has its limitations. The differences in the viscosities of the oil and the displacing agent, their immiscibility, and the hydrophobicity of reservoir rocks are the main reasons for not achieving complete displacement of oil by water.

The degree of depletion of oil fields, heterogeneous in permeability, will largely be determined by the size of bypassed (not covered by filtration processes) oil, and their location.

The most complete additional oil recovery from stagnant and dead-end zones, individual lenticels and zones with deteriorated reservoir characteristics is possible due to accurate determination of their location in the volume of the reservoir.

In the context of a progressive increase in the water cut of the products and a high recovery of reserves, methods of enhanced oil recovery (EOR) of reservoirs are becoming increasingly important. In recent years, a large number of new technologies and their modifications have been tested at the fields of a number of oil companies in order to influence the reservoir and the bottomhole zone of the

well. Every year, the number of well operations aimed at improving oil recovery increases, resulting in increased oil production.

Redevelopment of residual oil reserves and participation in active development of non-drained zones of various categories necessitates the improvement of existing technologies and the development of new, highly efficient technologies for enhanced oil recovery.

Reducing the rate of decline in oil production and achieving the approved oil recovery factor values can be achieved by carrying out a set of well intervention techniques (WIT):

- 1) Restoration of the development system in zones of residual oil concentration by drilling horizontal wells, sidetracks, backup wells;
- 2) Optimization of operating modes of production and injection wells;
- 3) Using of physicochemical, gas, thermal and microbiological methods.

Analysis of the results of field tests of new methods of enhanced oil recovery of flooded formations shows that for deposits at a late stage of development, the most promising are physicochemical, hydrodynamic, and microbiological methods of stimulating the reservoir.

Despite some high oil recovery rates, the development of a significant part of oil deposits in all countries of the world is characterized as unsatisfactory. The solution to the problem of increasing the efficiency of field development at a late stage with residual oil reserves is associated with the creation of new and improvement of existing physicochemical methods that ensure a more complete oil recovery and a decrease in the production of associated water.

Classification of residual oil

Residual reserves should be considered hard-to-recover reserves of mobile oil of a field or reservoir when the initial recoverable oil reserves are reached up to 65-75% or water cut of more than 75-80%.

Specification of the definition is represented by the types of residual oil:

- 1) Oil in low-permeability layers and areas not covered by water;
- 2) Oil in lenses and at impermeable screens not penetrated by wells;

- 3) Oil in stagnant zones of homogeneous reservoirs
- 4) Capillary retained oil and film oil.

The first three types of residual oil are formed as a result of high macro-heterogeneity of the formation. These types of residual oil represent the main reserve for enhanced oil recovery.

The fourth type is oil dispersed in the waterflooded parts of the reservoir. This results from incomplete displacement by water. This type of residual oil is due to microheterogeneity, wettability, interfacial tension, etc.

Changes in oil properties during development

In the course of long-term field development, an increase in parameters leading to a deterioration in oil properties is observed. Sulfur, paraffin, asphaltenes, and resin content rises. The content of light fractions decreases. According to laboratory data, the content in the residual oil is 1.8-3.0 times higher than the initial one.

During the development of the field, there were no significant changes in the parameters of the produced fluid. However, the properties of the oil in the reservoir differ significantly from the properties at the beginning of the production of the field. The greatest changes are observed with water cuts of up to 90-95%. Therefore, it is necessary to consider these changes when designing enhanced oil recovery methods for fields at a later stage of development. As evidence, we present a large-scale study of changes in oil properties during the development of the Romashkinskoye field.

During field searches to identify patterns of changes in the physical and chemical properties of oil during the development of the Romashkinskoye field, 3 periods were noted, corresponding to three stages of field development.

Because of processing the results of studies of downhole samples of reservoir oils, the values of saturation pressure, gas factor, density and viscosity of reservoir oil were obtained, as well as the content of sulfur compounds and paraffin in oil by periods. m^3/t

Figure 1 shows the GOR values of the reservoir oils of the Romashkinskoye field.

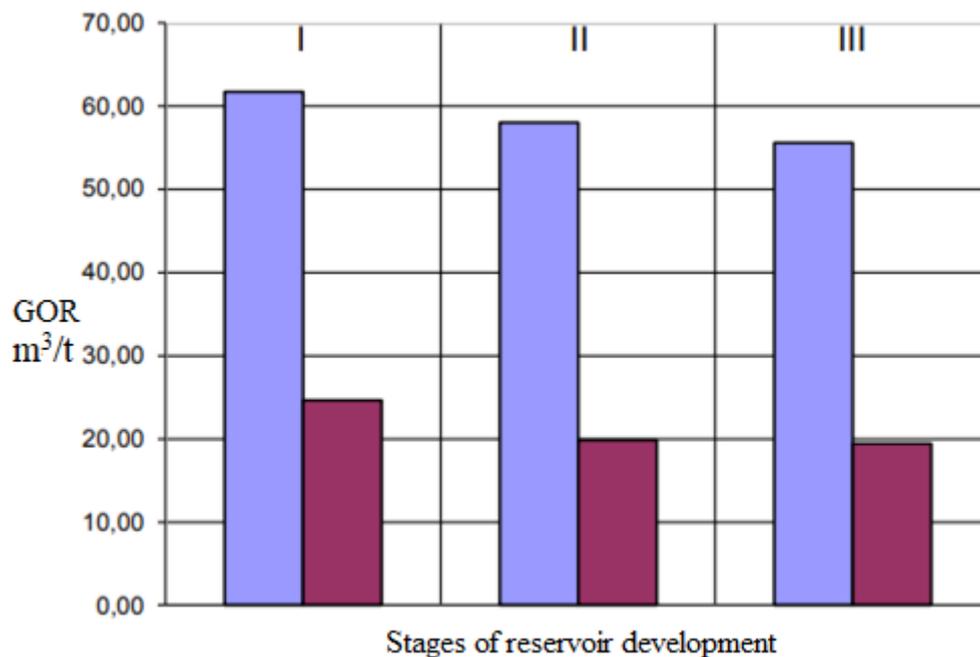


Fig. 17 – GOR values of reservoir oils of the Romashkinskoye field by stages

Productive reservoirs of Devonian and Carboniferous sediments are developed using a development method based on the internal energy of the reservoir itself, combined with the process of maintaining pressure with using waterflooding. High reservoir pressures and insufficient water salinity during its preparation for Devonian and Carboniferous oils can affect the dissolution of large volumes of gas in water.

Productive reservoirs of Devonian and Carboniferous sediments are developed using a development method based on the internal energy of the reservoir itself, combined with the process of maintaining pressure using waterflooding. High reservoir pressures and insufficient water salinity during its preparation for Devonian and Carboniferous oils can affect the dissolution of large volumes of gas in water.

A decrease in the gas content of reservoir oil due to the gas components most soluble in water leads to a very noticeable decrease in the saturation pressure.

Figure 2 shows the values of the saturation pressure of depth samples of oil from the wells of the Romashkinskoye field by periods.

The physical properties of reservoir oil are closely related to each other. By changing one parameter, you can judge the change in others. The histograms in Figure 2 confirm the findings for the GOR.

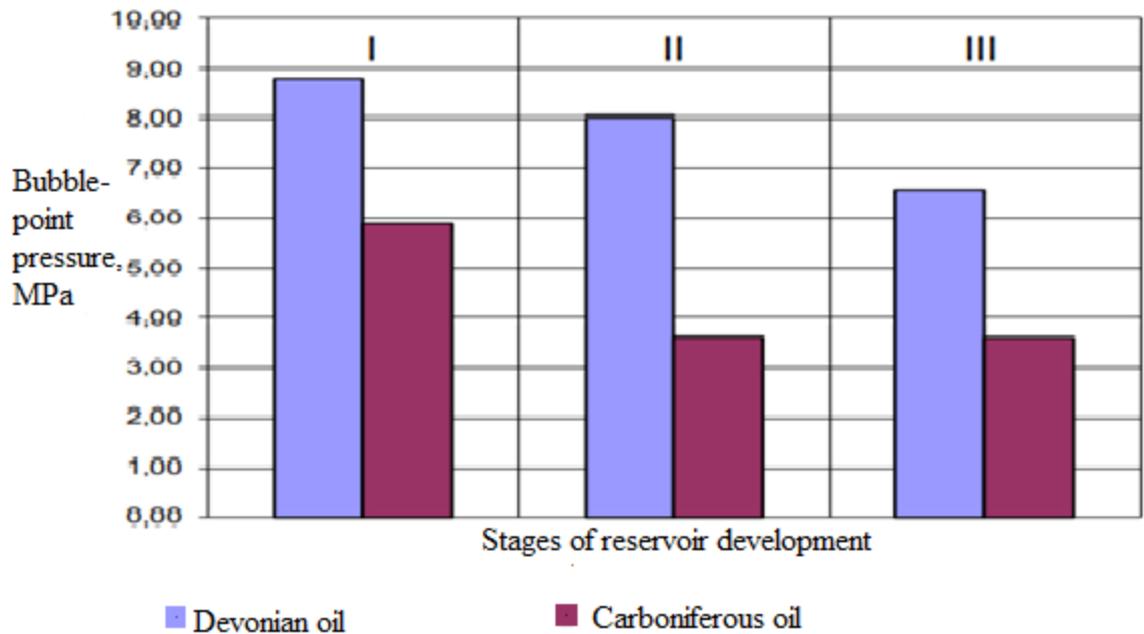


Fig. 18 – Bubble-point pressure by stages

The physicochemical interaction of oils and gases with the waters entering the reservoir, the movement of water in the oil reservoir during development under the conditions of a water-driven regime leads to a change in the existing equilibrium between reservoir waters and oils, leading to processes of mutual dissolution, chemical and biochemical reactions. Especially active in this respect is the water artificially injected into the reservoirs to maintain reservoir pressure, the chemical composition of which, as a rule, differs sharply from the composition of the reservoir water. The main process leading to a change in the properties of oil; is the biochemical oxidation of hydrocarbons due to sulfates dissolved in water. Chemically, this process is expressed by an equation:



Changes in oil density and viscosity during field development are shown in Figures 3 and 4.

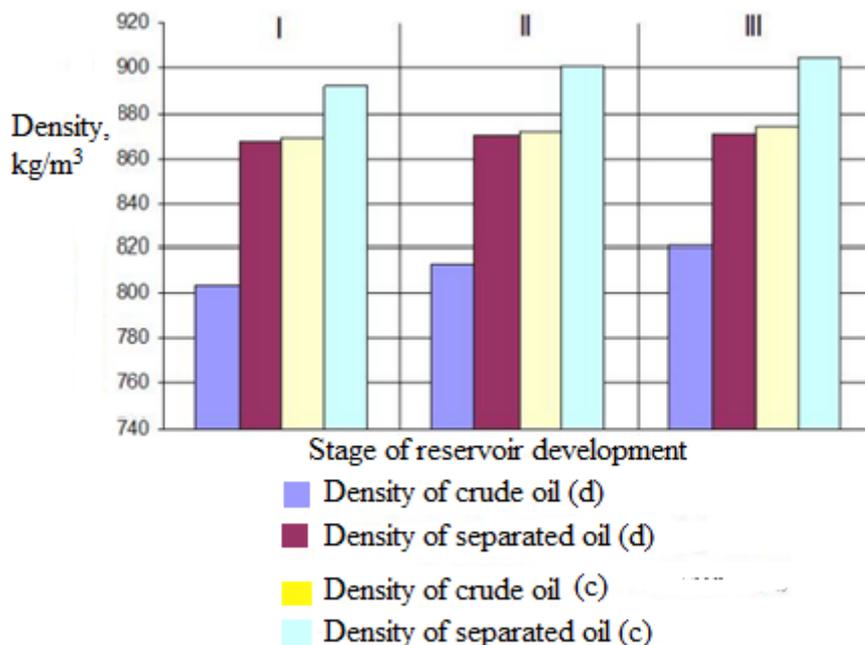


Fig. 19 –Oil density of the Romashkinskoye field by stages

In the process of field development, with an increase in the density and viscosity of the produced oil, the content of sulfur compounds in it also increases. This is because the heavier the oil, the greater the content of sulfur compounds in it.

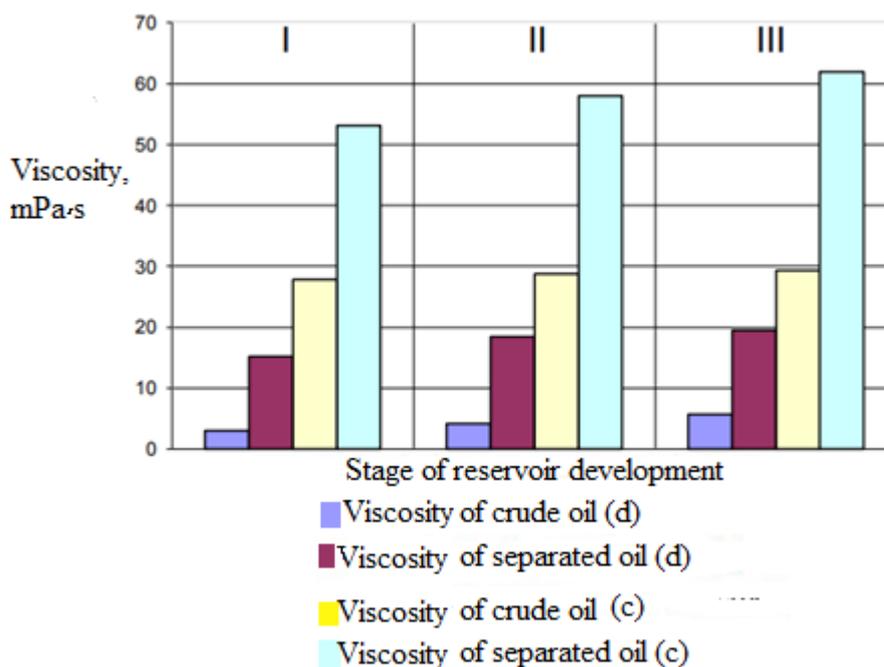


Fig. 20 –Oil viscosity of the Romashkinskoye field by stages

At the initial stage of development, the lightest (mobile) component of reservoir oil is produced with a sufficiently high gas content and low viscosity. Further, in the development process, as a result of hydrodynamic impact on the reservoir and enhanced oil recovery processes, residual oil begins to flow from various zones, which, as a rule, have a lower content of light fractions and paraffin, since paraffin is usually better dissolved in the lighter components of the crude oil than heavy. The pour point of the oil is also reduced as a result of this.

Thus, when designing various well intervention techniques, it is necessary to take into account the fact that the properties of the residual oil on which the impact is planned may turn out to be significantly worse than the properties of the current produced oil.

Residual oil development methods

To be involved in the development of residual oil reserves, it is proposed to use enhanced oil recovery methods that change the natural forces in the reservoir in order to increase the final oil recovery. When implementing these methods, working agents are used that increase the coverage of the reservoir by development and the efficiency of displacing residual oil from the reservoirs after oil is extracted from them at the first two stages of development. These methods include:

- Physicochemical methods;
- Gas methods;
- Thermal recovery methods;
- Microbiological methods.

With the development of enhanced oil recovery technologies, they began to use "improved enhanced oil recovery methods", which involve a combination of elements of the above four groups of EOR, as well as the use of modern technical means and technological methods of enhanced oil recovery, for example, horizontal wells. Independent use of horizontal wells is not a method of enhancing oil recovery, but a method of intensifying oil production, which does not lead to increased oil recovery. In general, the "improved EOR" can be attributed to methods, in the implementation of which various technologies and means of

increasing the reservoir coverage by the oil displacement process are used, including optimization (compaction) of the well grid, changing the direction of filtration flows, leveling the displacement profile, barrier flooding, etc.

Thus, the methods of enhanced oil recovery (EOR) should include only methods that allow increasing the volume of recoverable oil produced by additional drainage of that part of the reservoir that is not covered by development during natural operation. Fundamental in this definition is the reference to the geological concept of a reservoir - a closed oil-containing reservoir, which in this case is a geologically justified single object for calculating geological reserves and a single independent development object.

Reservoir stimulation methods aim to enhance oil flow from a well by affecting a limited space near the bottomhole formation zone (BHZ) or at some distance from it. In Russian practice, no distinction is usually made between methods of reservoir stimulation (stimulation of production, stimulation of the reservoir) and EOR. In some cases, this is done intentionally, and often - not seeing the fundamental difference between the concepts under consideration.

A significant variety of geological and physical conditions for oil displacement during the development of oil and gas-saturated deposits determines the variety of methods and mechanisms for influencing reservoirs. For example, an increase in the permeability of the bottomhole zone leads to an increase in the filtration rate and phase permeability of the reservoir in the formation zone remote from the well. Plugging of high-permeability zones washed out by waterflooding generally results in an increase in injection pressure and a redistribution of injected water flows, i.e. increases the filtration rate in poorly drained layers and, as a result, reduces residual oil saturation in them. Changing the modes of production and injection by wells can reduce reservoir pressure in some parts of the reservoir, which will lead to additional and irreversible deformation of the reservoirs, which, by changing the properties of the reservoir, can both increase and decrease the mobility of residual reserves in this area.

The minimum residual oil saturation, taking into account the location of the residual oil and the geological and physical characteristics of the reservoir, is achieved while striving for a profitable minimum and maximum. The profitable minimum and maximum are determined from the conditions for an increase in profit from the sale of additional oil by more than 20% higher costs. If the area with residual recoverable reserves is outside the radius of the cost-effective action of the methods, and the redistribution of flows in the surrounding wells does not lead to a noticeable increase in this complex, then work is carried out to directly influence this area (drilling of sidetracks, hydraulic fracturing), followed by a complex of physical and chemical impact.

The decision to use a specific technology should be made on the basis of the geological and physical criteria of the methods used, developed on the basis of an analysis of the actual experience of using the EOR in a particular field and the corresponding laboratory studies. The criteria should first of all take into account the chemical, thermal and mechanical stability of substances, their sorption on the reservoirs of the studied field, the viscosity of their solutions in reservoir conditions. The technological efficiency of their application should be determined on the basis of modeling the process of their injection during hydrodynamic modeling.