

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК: 622.276.43-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Стручков Дмитрий Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибульникова М.Р.	к.г.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеевко И.А.	д.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 иностранном языках
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. Обработывает 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)	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

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа

	<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>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</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>
			<p>ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности</p>	<p>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</p>
<p>Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский</p>				

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для 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 Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»</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>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>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</p>	<p>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</p>
			<p>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</p>	<p>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</p>

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Стручкову Дмитрию Васильевичу

Тема работы:

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Методы интенсификации добычи нефти, применяемые на месторождении. Отчет о работе нефтяных скважин месторождения. Технические режимы нагнетательного фонда скважин месторождения. Проект разработки Западно-Полуденного нефтяного месторождения, технологическая схема. Фондовая и научная литература, нормативные документы</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>Обзор геолого-физической характеристики месторождения. Анализ показателей разработки. Анализ существующей системы поддержания пластового давления на месторождении. Анализ эффективности применяемых методов повышения эффективности системы ППД и добычи нефти, применяемых на месторождении. Подбор технологии ограничения водопритока. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
--	--

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.
Иностранный язык	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>
<p>Analysis of the effectiveness of the methods used</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.03.2022</p>
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Стручков Дмитрий Васильевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Стручков Дмитрий Васильевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов для проведения исследований по определению эффективности технологии ограничения водопритока с применением СПС для повышения эффективности системы ППД
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Внутренние регламенты АО «Томскнефть» ВНК
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Технико-экономическое обоснование проведения мероприятия с применением технологии ограничения водопритока с применением СПС для повышения эффективности системы ППД
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на проведение геолого-технического мероприятия
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет экономической эффективности использования технологии ОВП с применением СПС нагнетательных скважин. Проведение анализа чувствительности проекта к риску

Перечень графического материала

1. График чувствительности для чистого дисконтированного дохода
2. График чувствительности для внутренней нормы доходности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Стручков Дмитрий Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ04		ФИО Стручков Дмитрий Васильевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Повышение эффективности системы поддержания пластового давления на Западно-Полуденном нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: технология ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем
Область применения: вертикальные скважины.
Рабочая зона: полевые условия – кустовая площадка.
Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: проведение операций по применения сшитых полимерных систем.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования

2. Производственная безопасность при эксплуатации:

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Вредные факторы:

1. Повышенный уровень шума и вибрации;
2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;

<p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>3. Токсические вещества; 4. Повышенное значение напряжения. 5. Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования</p> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Пожаровзрывоопасность; 2. Высокое давление; 3. Механические опасности. <p>Средства коллективной и индивидуальной защиты: Каска, спецодежда, спецобувь, защитные очки, перчатки, противогаз, предупредительные таблички, оградительные устройства, заземление.</p> <p>Расчёт: Расчёт системы воздухообмена.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p><i>Охрана окружающей среды, в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ (нефтепродуктов, различных химикатов и других):</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – атмосфера (распыление веществ); – гидросфера (утечки веществ); – литосфера (разлив веществ); – селитебная зона (загазованность).
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>На кустовых площадках ЧС возникают в связи:</p> <ul style="list-style-type: none"> – с поломкой оборудования; – с негерметичностью трубопровода, запорных устройств и др.; <p><i>с пожарами.</i></p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 14.03.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Стручков Дмитрий Васильевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Высшее образование
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Теоретические основы системы ППД</i>	10
30.04.2022	<i>Анализ состояния разработки месторождения</i>	10
15.05.2022	<i>Анализ эффективности применяемых на месторождении методов по повышению эффективности системы ППД и добычи нефти</i>	20
05.06.2022	<i>Подбор и расчет технологии ограничения водопритока</i>	30
01.05.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
20.04.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
15.05.2022	<i>Иностранный язык</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., профессор		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 144 страницы, в том числе 32 рисунка, 35 таблиц, 4 приложения. Список литературы включает 62 источника.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, порода, поддержание пластового давления, заводнение, нагнетательная скважина, ограничение водопритока, сшитые полимерные системы, обводненность, приемистость, полиакриламид.

Объектом исследования является система поддержания пластового давления на Западно-Полуденном месторождении.

Цель данной работы – выбор оптимальной технологии, направленной на повышение эффективности системы поддержания пластового давления.

В процессе исследования были рассмотрены и проанализированы: текущее состояние разработки Западно-Полуденного месторождения, состояние нагнетательного фонда скважин, применяемых методов повышения эффективности системы ППД, технология ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем.

В результате исследования было обосновано применение технологии ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем, даны рекомендации по выбору скважин-кандидатов для расчета и оптимального состава реагентов, предоставлен обобщенный процесс принятия решений, для достижения максимальной эффективности.

Область применения: данную технологию эффективно применять на месторождениях с высокой обводненностью.

Обозначения, определения, сокращения

ППД – поддержание пластового давления

ПЗП – призабойная зона пласта

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

ГТМ – геолого-технические мероприятия

КО – кислотная обработка

КОПЗП – комплексные обработки призабойной зоны пласта

БГС – большеобъемные гелевые системы

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

МПДС – модифицированные полимерно-дисперсные системы

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВНК – водонефтяной контакт

ПАВ – поверхностно-активные вещества

КНС – кустовая насосная станция

ЧС – чрезвычайная ситуация

КРС – капитальный ремонт скважины

ПДК – предельно-допустимые концентрации

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

СИЗ – средства индивидуальной защиты

ПДВ – предельно-допустимые выбросы

ПДС – предельно-допустимые сбросы

ГОСТ – государственный стандарт

СНиП – строительные нормы и правила

ОВП – ограничение водопритока

СПС – сшитые полимерные системы

ВНФ – водонефтяной фактор

ЭК – эксплуатационная колонна

ХВ – характеристика вытеснения

НИЗ – навалыные извлекаемые запасы

ПАА – полиакриламид

КИН – коэффициент нефтеизвлечения

ОФП – относительная фазовая проницаемость

АГРП – автоматический гидроразрыв пласта

ННТ – нефтенасыщенная толщина

Оглавление

Обозначения, определения, сокращения.....	15
Введение.....	20
1 Теоретические основы системы поддержания пластового давления.....	23
1.1 Сущность системы ППД.....	23
1.2 Методы повышения эффективности.....	26
2 Текущая разработка месторождения.....	29
2.1 Сведения о месторождении.....	29
2.2 Нефтеносность.....	30
2.3 Физико-химические свойства нефти и растворенного газа.....	31
2.4 Запасы нефти и растворенного газа.....	32
2.5 Структура фонда скважин.....	33
2.6 Система заводнения.....	37
2.7 Нагнетательный фонд скважин.....	38
3 Анализ эффективности применяемых методов.....	44
3.1 Кислотные обработки.....	44
3.2 Закачка большеобъемных систем.....	45
3.3 Применение полимерно-дисперсных систем.....	45
3.4 Дополнительная перфорация.....	46
3.5 Потокотклоняющие технологии.....	46
4 Подбор технологии ограничения водопритока.....	56
4.1 Подбор скважин-кандидатов для ограничения водопритока (ОВП) с применением сшитых полимерных систем (СПС).....	56
4.2 Разработка методологии по оценке необходимого количества сшитых полимерных смесей и эффекта от применения химических МУН.....	68

4.2.1	Поведение полимерных смесей в пластовых условиях	68
4.2.2	Расчет эффекта от ограничения водопритока	76
4.2.3	Расчет эффективности применения СПС	81
5	Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность.....	88
5.1	Исходные данные для расчета экономической эффективности проведения технологии ОВП	88
5.2	Расчет капитальных вложений на проведение мероприятия	88
5.2.1	Расчет материалов	88
5.2.2	Расчет заработной платы	89
5.2.3	Расчет страховых отчислений в государственные внебюджетные фонды	90
5.3	Расчет эксплуатационных затрат и налоговых платежей.....	91
5.4	Оценка экономической эффективности мероприятия	92
5.5	Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	97
6	Социальная ответственность	99
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
6.2	Производственная безопасность	102
6.3	Анализ вредных производственных факторов	102
6.3.1	Повышенный уровень шума и вибрации	102
6.3.2	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	103
6.3.3	Токсические вещества.....	104
6.3.4	Повышенное значение напряжения.....	105
6.3.5	Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования	106
6.4	Анализ опасных производственных факторов	106
6.4.1	Пожаровзрывоопасность.....	106

6.4.2 Высокое давление.....	107
6.4.3 Механические опасности.....	107
6.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов.....	108
6.6 Экологическая безопасность.....	109
6.6.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	109
6.6.2 Мероприятия по охране гидросферы.....	110
6.6.3 Мероприятия по охране литосферы.....	110
6.6.4 Мероприятия по охране селитебной зоны.....	111
6.6.5 Расчет системы воздухообмена.....	112
6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	113
Список использованных источников:.....	116
Приложение А.....	123
Приложение Б.....	135
Приложение В.....	138
Приложение Г.....	141

Введение

Природные резервуары представляют собой единые гидродинамические системы, которые содержат в своих трещинах и порах различные по составу углеводороды. Для того чтобы поддерживать пластовое давление на начальном уровне необходимо организовывать систему поддержания пластового давления при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Правильно организованная система ППД позволяет достигать максимальных показателей при отборе нефти из пласта с помощью закачки рабочего агента в пласт. Данная система имеет широкий охват применения не только в России, но и во всем мире.

В настоящее время Западно-Полуденное месторождение находится на четвертой стадии разработки. Его состояние характеризуется трудноизвлекаемыми запасами, а также высокой обводненностью скважин на объектах. Высокая обводненность в более 92% переводит добывающие скважины в группу низкодебитных по нефти

Система поддержания пластового давления требует значительных улучшений. Основное число действующих нагнетательных скважин характеризуются низкими значениями приемистости. На Западно-Полуденном месторождении рекомендуется провести мероприятия, направленные на повышение эффективности нагнетательных скважин, интенсификации отборов нефти, снижение обводненности продукции, выравнивание профиля приемистости и улучшение состояния разработки месторождения.

Цель данной работы – выбор оптимальной технологии, направленной на повышение эффективности системы поддержания пластового давления.

Сформулированные задачи:

- изучить теоретические подходы и основные применяемые методы повышения эффективности системы ППД на нефтяных месторождениях;
- изучить текущее состояние разработки и существующую систему ППД на Западно-Полуденном нефтяном месторождении;
- обосновать применение технологии ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем.

Актуальность данной темы заключается в том, что технология ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем позволяет оптимизировать систему ППД на высокообводненном фонде Западно-Полуденного месторождения, а также повысить дополнительную добычу нефти.

Основные положения, выносимые на защиту:

1) Применение технологии ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем на нагнетательный фонд скважины увеличивает дополнительную добычу нефти, выравнивает профиль приемистости, ограничивает водоприток в наиболее промытых участках пласта, что повышает эффективность закачки;

2) Рассчитанное количество полиакриламида для применения на нагнетательных скважинах Западно-Полуденного месторождения позволяет повысить эффективность системы ППД с применением технологии ОВП.

Объект исследования – система поддержания пластового давления на Западно-Полуденном месторождении.

Предмет исследования – направления повышения эффективности системы ППД на месторождении.

Методология и методы исследования. Работа выполнена с применением методов математической статистики. При использовании стандартизированных методик проведены исследования основных свойств разработанного полимерного состава, а также рассчитано применение рассматриваемой методики на данных скважин нагнетательного фонда месторождения.

Научная новизна результатов работы состоит в том, что существующие методы улучшения работы организованной системы ППД имеют низкую эффективность. Предлагаемый метод ОВП с применением СПС является новым на месторождении, ранее не применяемый. С учетом проведенных исследований выявлена высокая положительная эффективность как при добыче нефти, так и при финансовых затратах и прибыли.

Теоретическая и практическая значимость работы:

- Обобщен опыт применения технологии ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем для повышения эффективности системы поддержания пластового давления на Западно-Полуденном месторождении;

- Для проведения работ по ОВП на объектах с высокой обводненностью фонда скважин разработан и предложен сшитый полиакриламид с применением ионов Cr^{3+} в качестве сшивателя для увеличения объема полимерного геля в поровом пространстве;

- Обоснован выбор нагнетательных скважин для проведения работ по ОВП с применением сшитых полимерных систем.

Личный вклад автора состоит в анализе методов повышения эффективности системы поддержания пластового давления и добычи нефти, применяемых на месторождении; разработана оптимальная технология ограничения водопритока для подобранных скважин нагнетательного фонда; подобран оптимальный полимерный состав для применения технологии.

1 Теоретические основы повышения эффективности системы поддержания пластового давления

1.1 Сущность системы ППД

Поддержание пластового давления — процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроектированной величине с целью достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени её извлечения [59].

Поддержание пластового давления при разработке нефтяной залежи могут осуществляться за счет естественного активного водонапорного или упруговодонапорного режима, искусственного водонапорного режима, создаваемого в результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, а также при внутриконтурном заводнении. В зависимости от геологических условий и экономических показателей разработки выбирают тот или иной способ поддержания пластового давления или их комбинацию.

При поддержании пластового давления в нефтяной части залежи через нагнетательные скважины закачивают воду или водогазовую смесь без добавок или с различными добавками, способствующими улучшению её вытесняющих свойств. Если нефтяная залежь имеет ярко выраженный свод, то в него для поддержания пластового давления нагнетают газ или воздух, вследствие чего создается напор искусственной газовой шапки. При расчете процессов нагнетания определяют схему размещения нагнетательных скважин, суммарный объем закачки, приемистость нагнетательных скважин, их число и давление нагнетания [58].

Система поддержания пластового давления представляет собой комплекс технологического оборудования, необходимого для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта [59].

Система ППД должна обеспечивать:

- необходимые объемы закачки воды в пласт и давления ее нагнетания по скважинам, объектам разработки и месторождению в целом в соответствии с проектными документами;
- подготовку закачиваемой воды до кондиций (по составу, физико-химическим свойствам, содержанию механических примесей, кислорода, микроорганизмов), удовлетворяющих требованиям проектных документов;
- проведение контроля качества вод системы ППД, замеров приемистости скважин, учета закачки воды, как по каждой скважине, так и по группам, пластам и объектам разработки, и месторождению в целом;
- герметичность и надежность эксплуатации системы промышленных водоводов, применение замкнутого цикла водоподготовки и заводнения пластов с использованием сточных вод;
- возможность изменения режимов закачки воды в скважины, проведения обработки призабойных зон (ОПЗ) нагнетательных скважин, с целью повышения приемистости пластов, охвата пластов воздействием заводнения, регулирование процесса вытеснения нефти к забоям добывающих скважин [33].

Система ППД включает в себя следующие технологические узлы (рисунок 1.1):

- систему нагнетательных скважин;
- систему трубопроводов и распределительных блоков (ВРБ);
- станции по закачке агента (БКНС), а также оборудование для подготовки агента для закачки в пласт [33].

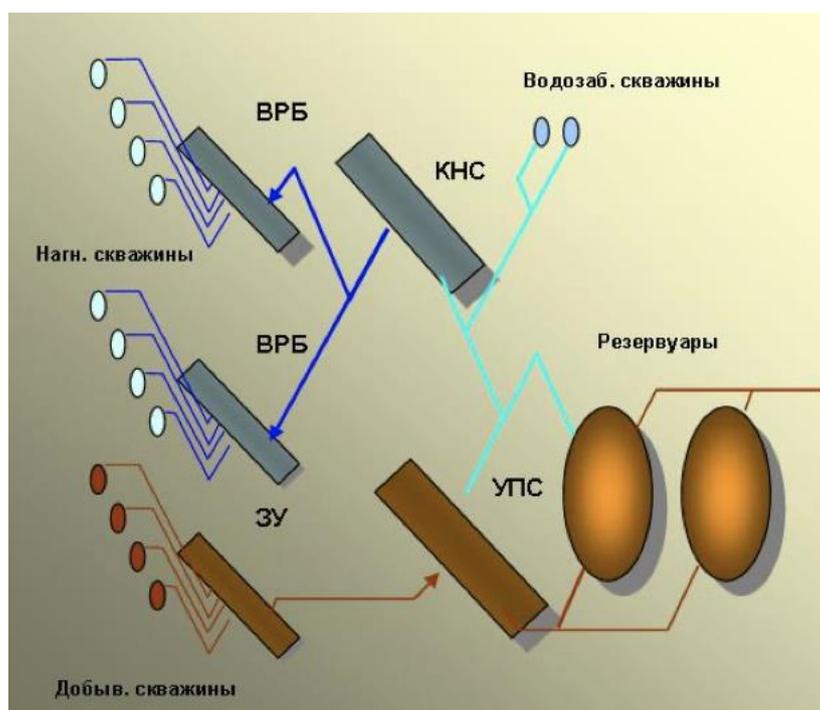


Рисунок 1.1 – Технологические узлы системы ППД [58]

Заводнение — способ воздействия на пласт при разработке нефтяных месторождений, при котором поддержание и восстановление пластового давления и баланса энергии осуществляются закачкой воды. Обеспечивает высокие темпы добычи нефти и, в благоприятных условиях, сравнительно высокую степень извлечения нефти (до 70%). В качестве рабочего агента используются воды поверхностных водоемов (реки, моря, озера), глубинных водоносных горизонтов, пластовые, а также растворы поверхностно-активных веществ, полимеров, двуокиси углерода и щелочей, обладающие повышенными нефтевытесняющими свойствами.

В зависимости от расположения нагнетательных скважин, по отношению к залежи нефти, различают:

Законтурное заводнение, при котором нагнетательные скважины располагаются за пределами нефтеносной части продуктивного пласта (по периметру залежи) [62];

Приконтурное заводнение — нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности [62];

Внутриконтурное заводнение — вода закачивается непосредственно в нефтенасыщенную часть пласта [62];

Блочное заводнение - ускоренный ввод объекта в эксплуатацию путем разрезания рядами нагнетательных скважин месторождения на отдельные блоки с самостоятельными сетками эксплуатационных скважин [60];

Очаговое заводнение - бурение специальной скважины или даже группы скважин для увеличения охвата воздействием большего объема нефтенасыщенной части пласта или его слабопроницаемых зон [60];

Избирательная система заводнения - нагнетательные скважины оказываются расположенными на площади хаотично, отражая естественную неоднородность коллектора [60];

Площадное заводнение — добывающие и нагнетательные скважины при этой системе располагаются правильными геометрическими блоками в виде пяти-, семи- или девяти- точечных сеток, в которых нагнетательные и добывающие скважины чередуются [60].

1.2 Методы повышения эффективности системы ППД

На сегодняшний день выделяют несколько методов повышения эффективности системы ППД:

Кислотные обработки скважин – предназначены для очистки забоев, призабойной зоны, от солевых, парафинисто-смолистых отложений и продуктов коррозии при освоении скважины с целью их запуска, а также для увеличения проницаемости пород. Под воздействием соляной кислоты в породах ПЗС образуются пустоты, каверны, каналы разъедания, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, и производительность нефтяных (газовых) и приемистость нагнетательных скважин. Различают следующие разновидности кислотных обработок: кислотные ванны, простая кислотная обработка, кислотная обработка под давлением нагнетания, пенокислотная обработка, термохимические и термокислотные [32].

Полимер-дисперсные системы - принцип действия ПДС на нефтеводонасыщенную породу основываются на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора. Под воздействием ПДС в продуктивном пласте происходит перераспределение фильтрационных потоков как по разрезу, так и по площади залежи, подключение в процесс разработки неработающих прослоев, в итоге увеличение конечной нефтеотдачи на 5% [34].

Перфорация скважин – процесс создания отверстий в стенках скважины с целью увеличения ее производительности. За счет увеличения пропускной способности стенок ствола на том уровне, где расположен так называемый продуктивный пласт, увеличивается приток жидкости в скважину. В зависимости от характеристик породы, самого продуктивного пласта, метода и условий проведения бурения, а также конструкции самой скважины выбирается один из методов перфорации скважин – кумулятивная, торпедная, пулевая, пескоструйная [61].

Технология ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем – технология, позволяющая интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости. Высокомолекулярные полимерные гели, обладающие высокой вязкостью, снижают коэффициент подвижности и выравнивают общий фронт вытеснения. Данный метод наиболее актуален к применению на начальной стадии планирования системы заводнения и требует больших объемов закачки полимерного геля для обеспечения поршневого вытеснения по всему фронту [43].

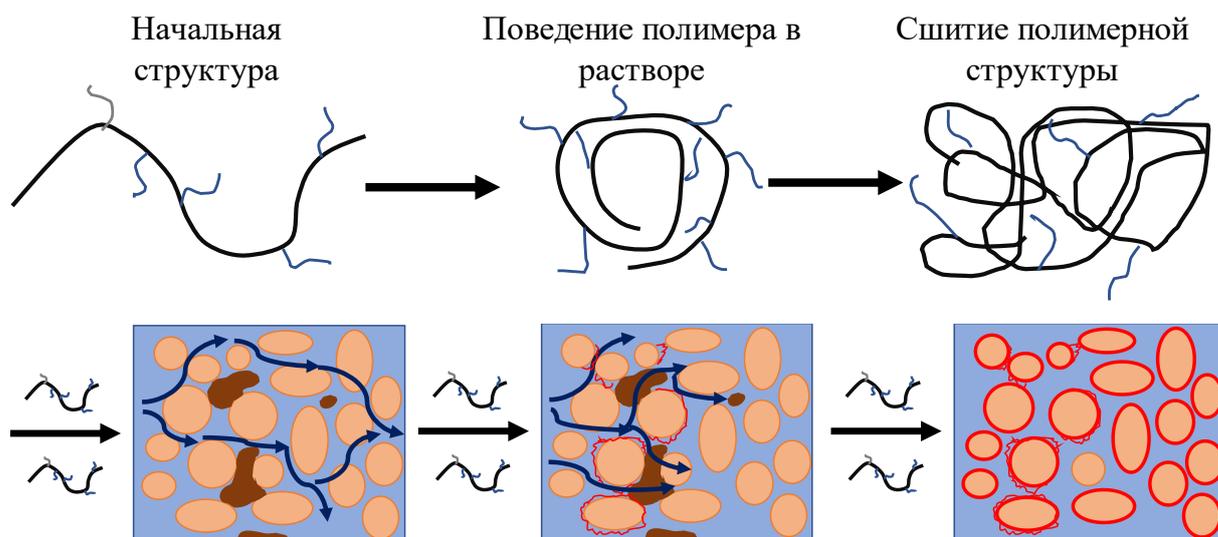


Рисунок 1.2 – Поведение полимерного геля в пластовых условиях [43]

Второй эффект от применения СПС – ограничение водопритока в добывающую скважину путем снижения относительной фазовой проницаемости по воде с дальнейшим перекрытием промытого канала в призабойной зоне нагнетательной скважины. Данный эффект заключается в расширении полимерного геля за счет сшивания полимерной структуры при повышенной пластовой температуре и наличии сшивателя – катализатора реакции полимеризации. Такое поведение полимерной смеси и возможность «сшиваться» в пластовых условиях обеспечивает ограничение водопритока из-за адгезии полимера на стенках поровых каналов (рисунок 1.2). В гидрофильном коллекторе данная особенность позволяет снижать относительную фазовую проницаемость по воде и, тем самым, извлекать остаточные запасы нефти – целики, запертые в промытых каналах. Также, перекрытие промытых каналов перенаправляет поток вытесняющего агента в ранее не затронутые заводнением каналы [42].

2 Повышение эффективности системы ППД на Западно-Полуденном месторождении

2.1 Сведения о месторождении

Западно-Полуденное месторождение было открыто в 1984 году. Расположено оно в районе города Нижневартовска (40 км к Югу) Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области. Расположение месторождения показано на рисунке 2.1.

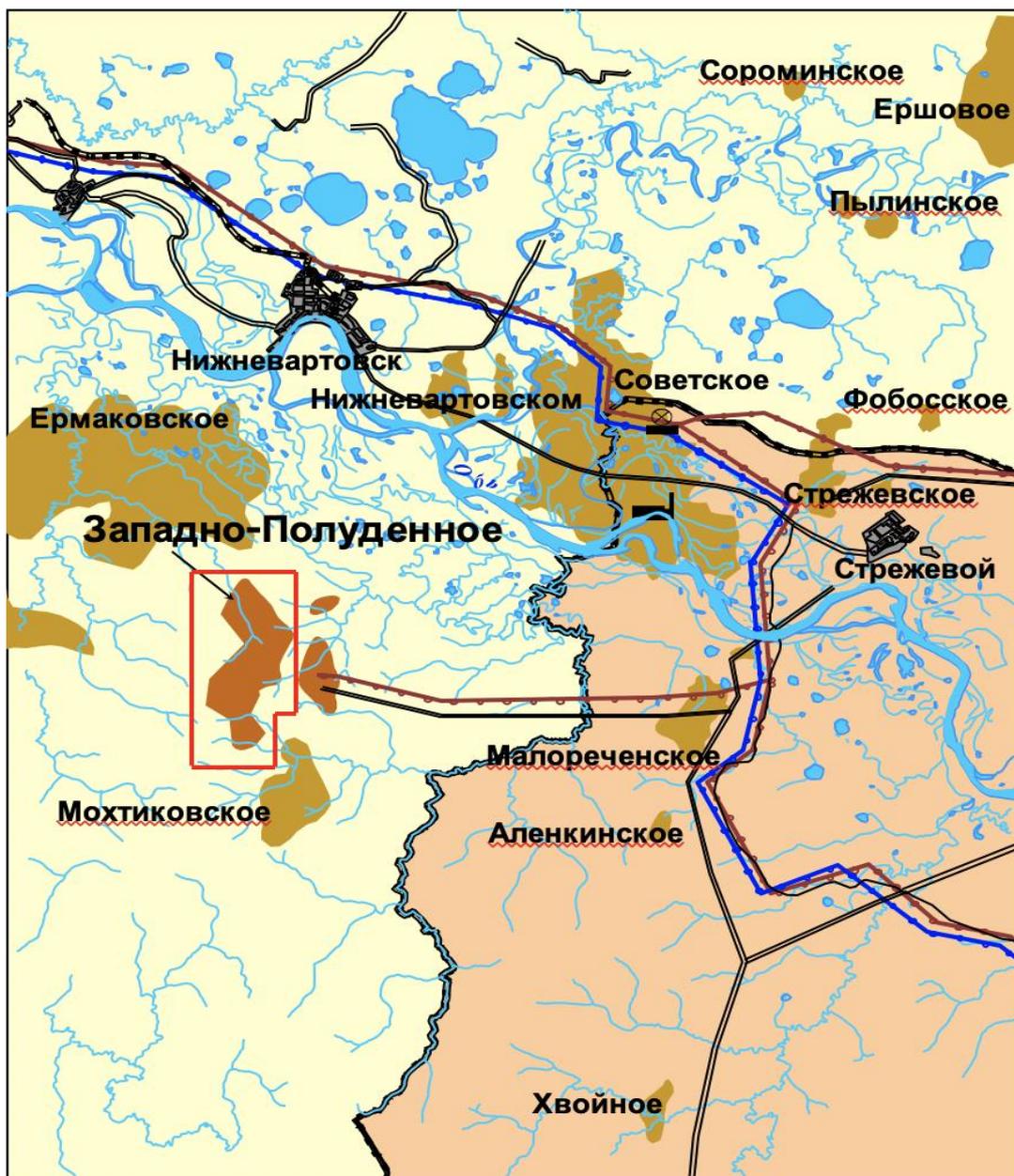


Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ [17]

История месторождения началась с бурения разведывательной скважины №301Р, после чего в апреле 1987 года было введено в пробную эксплуатацию

скважиной №303Р – началось эксплуатационное бурение.

Горизонты АВ₁²⁶, АВ₁³, АВ₂ и Ю₁¹ являются объектами разработки.

Геологический разрез Западно-Полуденного месторождения представлен метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Максимальная глубина залегания пород фундамента составляет 3002 м при наименьшей – 2642 м.

Характеристика разреза керновым материалом – неравномерная. Отложения нижнего мела изучены наиболее полно. К ним приурочены промышленно-нефтеносные горизонты, такие как АВ₁ – нижняя подсвита Алымской свиты, АВ₂ – верхняя часть Вартовской свиты и продуктивный горизонт Ю₁ – верхняя подсвита Васюганской свиты.

2.2 Нефтеносность

Промышленная нефтеносность рассматриваемого месторождения установлена в стратиграфическом диапазоне разреза юрских отложениях, меловых и породах коры выветривания.

Нефтеносные залежи выявлены в продуктивных горизонтах нижнего мела АВ₁ и АВ₂, а также в верхнеюрском Ю₁. Каждый из них включает в себя по 2 нефтеносных пласта: в верхах горизонта Ю₁ выделены пласты Ю₁¹ и Ю₁²; в объеме горизонта АВ₂ – пласты АВ₂^А и АВ₂^В и в низах горизонта АВ₁ – пласт АВ₁³. Пласт АВ₁³ подразделяется на АВ₁^{3А} и АВ₁^{3В}.

Таблица 2.1 – Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов Западно-Полуденного месторождения [17]

Параметры	Западно-Полуденное		
	Пласты		
	АВ ₁ ³	АВ ₂	Ю ₁
Средняя глубина залегания кровли, м	1627	1636	2340
Тип залежи	Пластово-сводовая литологически экранированная		

Продолжение таблицы 2.1

Тип коллектора	Поровый		
	Площадь нефтегазоносности, тыс. м ³	78703	44289
Средневзвешанная общая толщина, м	4,8	5,6	5,3
Средневзвешанная нефтенасыщенная толщина, м	2,7	3,5	2,3
Пористость, доли ед.	0,247	0,261	0,194
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,515	0,49	0,503
Проницаемость, мкм ²	0,128	0,189	0,168
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,7	0,8	0,8
Коэффициент расчленённости, ед.	2,5	2,5	3,3
Начальная пластовая температура, 0С	61	59	93
Начальное пластовое давление, Мпа	17,2	17,2	23
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	5,5	6,3	1,7
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,823	0,827	0,76
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,875	0,869	0,862
Абсолютная отметка ВНК, м	1627-1650	1643-1652	2338-2366
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,073	1,215
Содержание серы в нефти, %	1,56	1,42	1,14
Содержание парафина в нефти, %	2,29	3,17	4,3
Давления насыщения нефти газом, Мпа	7,3	5,7	10,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	31	25	66,9
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	0,34
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	-	1,012	1,012
Средняя продуктивность, м ³ /(сут*Мпа)	10,9	16,6	19,4

Нефтеносные залежи выявлены в продуктивных горизонтах нижнего мела АВ₁ и АВ₂, а также в верхнеюрском Ю₁. Каждый из них включает в себя по 2 нефтеносных пласта: в верхах горизонта Ю₁ выделены пласты Ю₁¹ и Ю₁²; в объеме горизонта АВ₂ – пласты АВ₂^А и АВ₂^В и в низах горизонта АВ₁ – пласт АВ₁³. Пласт АВ₁³ подразделяется на АВ₁^{3А} и АВ₁^{3В}.

2.3 Физико-химические свойства нефти и растворенного газа

При изучении физико-химических свойств нефти и растворенного в ней газа использовалось разгазирование глубинных проб и по поверхностных

пробам в пластовых условиях.

Для изучения глубинных проб использовался их отбор в пробоотборники ВПП-300 (поршневой тип). Газовые факторы определялись при дифференциальном разгазировании в промышленных условиях ее подготовки:

I ступень сепарации – давление 0,140 МПа, температура 25 °С,

II ступень сепарации – давление 0,105 МПа, температура 35 °С.

Полученные пробы нефти исследовались в специализированных лабораториях концерна «Тюменьгеология», «ТомскНИПИнефть», «СИБНИИНП», а также на кафедре технологии топлива ТПУ, анализ глубинных проб проводился на УТИПН-1 (установка высокого давления). Среднее пластовое давление по месторождению составило 17,5 МПа, пластовая температура – 71°С, плотность – 803,8 кг/м³, вязкость – 4,6 мПа*С. (более подробно свойства пластовой нефти представлены в приложении Б).

Среднее содержание серы в разгазированной нефти составляет 1,45%, силикагеливых смол – 9,06%, асфальтенов – 1,95%, парафина – 3,04% (более подробно компонентный состав нефти и растворенного газа представлены в приложении В, средние значения физико-химических свойств и фракционного состава нефтей по пластам приведены в приложении Г).

Проведенные исследования технологических проб показали, что нефть является сырьем для получения зимнего дизельного топлива (З-0,5), летнего дизельного топлива, реактивного топлива, осветительного керосина (КО-25), а также высокосернистого топочного мазута (марка 100).

2.4 Запасы нефти и растворенного газа

С начала разработки до 01.01.2015 г. накопленная добыча составила 13646 тыс. т, остаточные извлекаемые запасы составили 8352 тыс. т (по категории В+С₁) (таблица 2.2).

Таблица 2.2 Оперативные запасы по площадям и пластам месторождения

[15]

Залежь	Накопленная добыча на начало года	Запасы предыдущего года по категории ABC ₁ , геол./извл	Запасы предыдущего года по категории C ₂ , геол./извл	Годовая добыча + потерь	Накопленная добыча на конец года	Текущие извлекаемые запасы категории ABC ₁ , геол./извл	Текущие извлекаемые запасы категории C ₂ , геол./извл
Итого:	13646	37040	9906	561	13647	36479	9906
		8604	2760			8043	2760
AB ₁ ^{3A+}	7320	20118	9129	392	7462	19726	9129
ЗБ		5953	2574			5561	2574
AB ₂ ^{A+}	5550	15681	597	138	5464	15543	597
Б		2426	167			2288	167
Ю ₁ ¹⁺²	776	1241	180	31	721	1210	180
		225	19			194	19

В настоящее время разработка Западно-Полуденного нефтяного месторождения ведется согласно «Проекту разработки Полуденного месторождения». Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,262.

2.5 Структура фонда скважин

Западно-Полуденное месторождение находится на четвертой стадии разработки, объектами разработки являются горизонты AB₁³, AB₂ и ЮВ₁.

Основным способом добычи нефти является механизированный способ. Отобрано 62% утвержденных извлекаемых запасов при текущем коэффициенте нефтеизвлечения 0,262, при конечном – 0,422

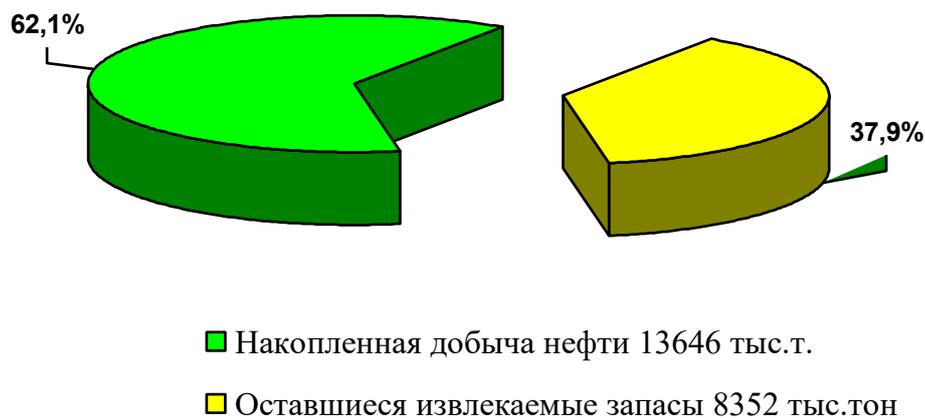


Рисунок 2.2 – Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. [22]

Западно-Полуденное месторождение характеризуется сильной обводненностью продукции скважин, где средняя обводненность составляет 87,9%.

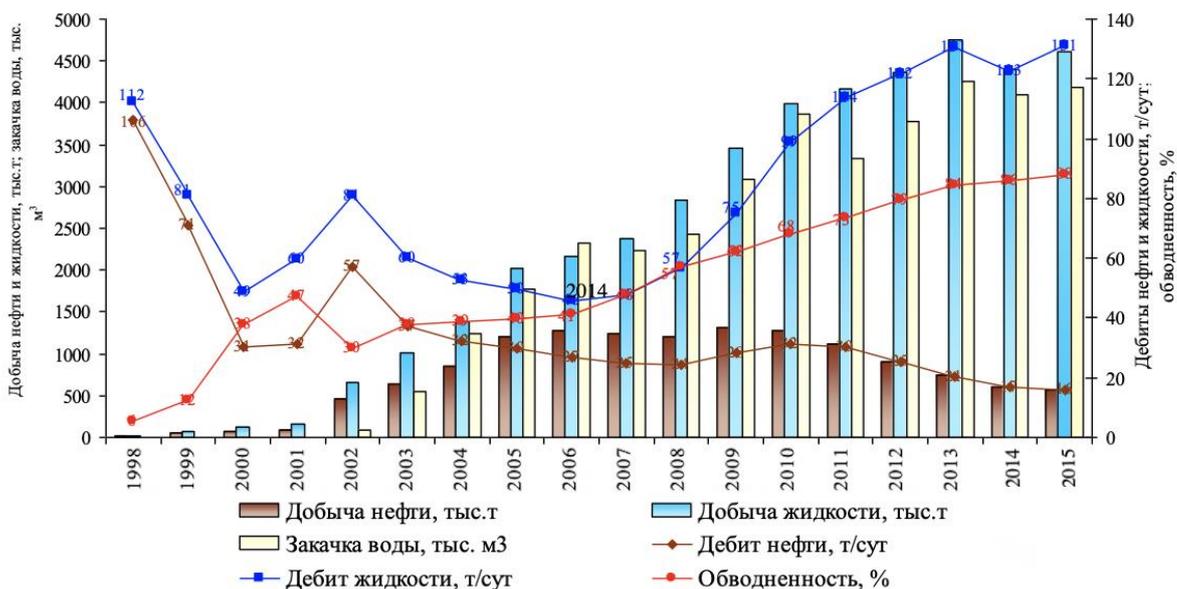


Рисунок 2.3 – Динамика основных показателей разработки Западно-Полуденного месторождения [22]

Текущая компенсация за 2015 год составила 88,5%. Накопленная закачка жидкости компенсирует ее отбор на 81%, добыто 560.7 тыс. т нефти и 4613.9 тыс. т жидкости.

В настоящее время действующий добывающий фонд месторождения составляет 178 скважин. Средняя суточная добыча жидкости составила 1534 т/сут.

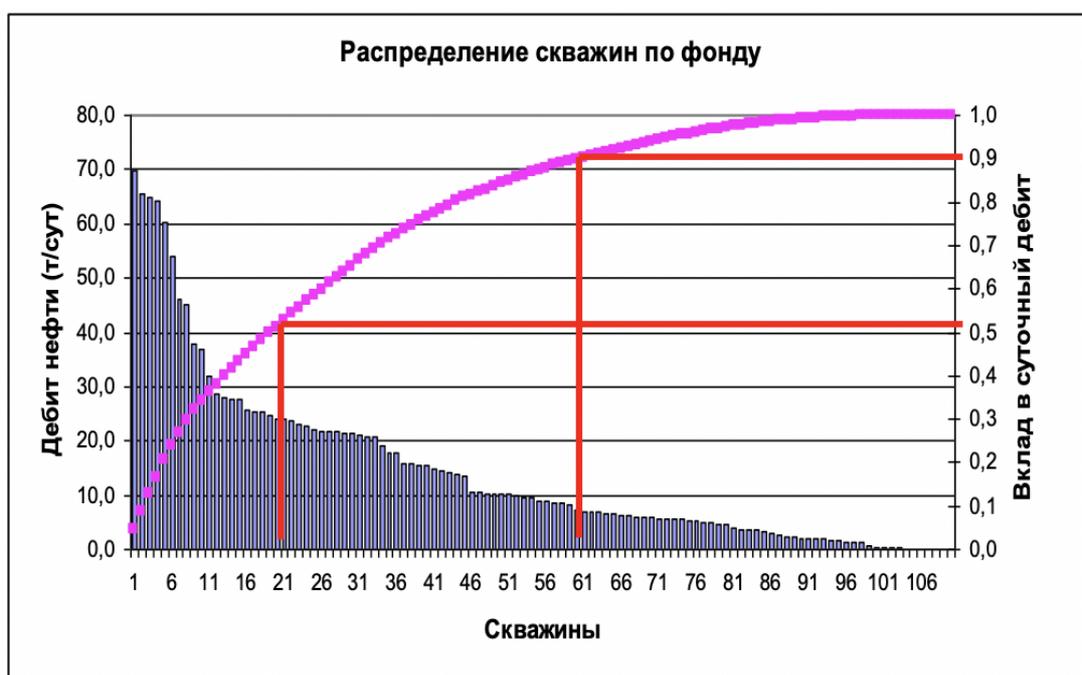


Рисунок 2.4 – Распределение суточного дебита по скважинам [22]

Пласты AB_1^{3A} , AB_1^{3B} , AB_2^A и AB_2^B характеризуются наибольшими накопленными отборами нефти. На пласт AB_1^{3A+3B} приходится 54,5%, что составляет 7461,6 тыс. тонн, а на пласт AB_2^{A+B} приходится 40% - 5463,6 тыс. тонн. Данные считаются от всей накопленной добычи нефти по площади. По пласту $Ю_1$ было добыто 721,2 тыс. тонн с начала разработки.

По состоянию на 01.01.2015 год пласт AB_1^{3A+3B} характеризуется наибольшими отборами, что составляет 69,9% от годовой добычи - 392 тыс. тонн. По пласту AB_2^{A+B} добыто 137,4 тыс. тонн.

Закачка воды осуществляется во все пласты месторождения. Высокой обводненностью характеризуется пласт AB_2^{A+B} , его средняя обводненность составила 92%. Накопленная добыча жидкости по пласту AB_1^3 равна 20101.7

тыс. т, по пласту АВ₂ – 20316.5 тыс. т, по пласту Ю₁ – 2143.6 тыс. т. С начала разработки было закачано в пласт АВ₁³ – 17713 тыс. м³ воды, компенсация отборов – 86.1%, по пласту АВ₂ – 17123 тыс. м³, накопленная компенсация – 99.1%, по пласту Ю₁ – 2377 тыс. м³, компенсация – 97.9%.

В 2015 году снизился показатель среднего дебита на месторождении (15,9 т/сут.), также среднесуточная добыча нефти снизилась на 131 т/сут, что составило 1536 т/сут. При этом добыча жидкости за сутки увеличилась на 615 т/сут, что составило 12641 т/сут. Причиной ухудшения работы месторождения является рост обводненности, которая составила 87,9%. Также второй причиной является снижение действующего добывающего фонда.

Фактические уровни отбора нефти месторождения отставали от проектных значений, так как проектный фонд был реализован только на 75%. Причиной этого является первоначальная геологическая модель, которая не была подтверждена при эксплуатационном бурении, в результате чего бурение реализовывалось по одной эксплуатационной сетке. Формировалась избирательная система заводнения, причем проектом предусматривалась трехрядная система.

На 01.01.2015 года план по добыче нефти на Западно-Полуденном месторождении отмечается невыполненным (рисунок 2.5). Согласно проектным значениям, годовой уровень добычи нефти должен был составить объем в 591 тыс. т при добытых 560,7 тыс.т. Несоответствие составляет 5,91 %.

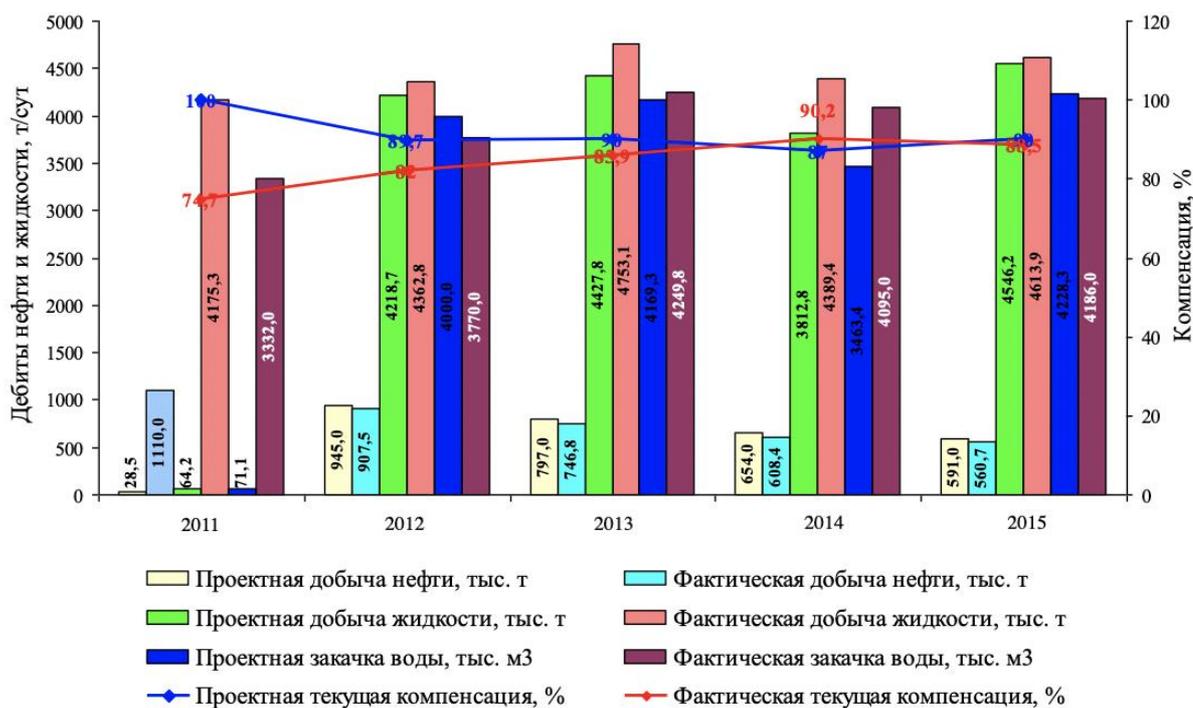


Рисунок 2.5 – Сопоставление проектных и фактических объемов добычи нефти и жидкости и закачки по Западно-Полуденному месторождению за период 2011-2015 гг. [22]

Объемы закачки за 2015 год близки к плановым значениям, что составили 4186 тыс. м³, накопленный объем с начала разработки – 37212.8 тыс. м³ при проектных 4228.3 тыс. м³ и 37255.1 тыс. м³ соответственно.

2.6 Система заводнения

На Западно-Полуденном месторождении подразумевалась трехрядная система разработки проектными документами, где расстояние между скважинами в рядах, также рядами скважин составило бы 500 м. Но из-за неоднородности коллекторов и сложного геологического строения проектные решения не были реализованы. Принятие новых решений происходило по мере бурения каждой последующей скважины. Данные решения привели к уточнению формы залежей, но при этом значительно сократили объемы бурения.

Организация изменений проекта системы поддержания пластового давления принималась только тогда, когда происходил ввод отдельных участков залежей в эксплуатацию. Исходя из данных условий реализация системы ППД

происходила с отставанием и реорганизацией. Проектный нагнетательный фонд, а также добывающие скважины с наибольшей обводненностью переведены под закачку, что сформировало приконтурное избирательное заводнение по всем пластам.

Таблица 2.3 Фактические и проектные показатели по Западно-Полуденному месторождению [22]

Параметры	Фактический		Проектный	
	За 2015 год	С начала разработки	За 2015 год	С начала разработки
Объем закачки, тыс. м ³	4186	37213	4273	37313
Текущая компенсация отборов закачкой, %	88,1	81,0	79,7	78,8
Средняя приемистость, м ³ /сут	152,2		158,2	

С одной стороны, как видно из таблицы 2.3 фактические значения параметров отстают от проектных. С другой, даже при высоком темпе отбора расстановка добывающих и нагнетательных скважин достаточно полно и равномерно компенсирует добычу закачкой. Исходя из этого действующая система воздействия считается эффективной.

2.7 Нагнетательный фонд скважин

В 1994 году были введены 3 первые нагнетательные скважины (№201, 209, 210) – с этого момента и началась организация системы поддержания пластового давления. Фонд нагнетательных скважин насчитывает 62 единицы.

По пластам АВ₁^{3А}, АВ₁^{3Б}, АВ₂^А и АВ₂^Б в контуре нефтеносности текущее пластовое давление составляет 164,3 атм и 159,2 атм, в то время как первоначальное – 172 атм. В зоне отборов составляет 156,1 атм и 139,1 атм

соответственно. Текущее пластовое давление по пласту ЮВ₁ составляет 294,5 атм при первоначальном 256 атм. Давление в зоне отборов составляет 237 атм.

На фонд водозаборных скважин приходится 12 единиц скважин, одна в работе, 5 единиц находятся в бездействии, 6 единиц – в ликвидации. В основном происходит закачка воды, которая уже была в работе, то есть добытую жидкость делят на нефть и воду на УППН месторождения, после чего воду закачивают обратно в пласт для поддержания пластового давления. В пьезометрический фонд были переведены 44 добывающие скважины, чтобы контролировать текущее пластовое давление. Таким образом, месторождение можно отнести к избирательной системе разработки.

Большинство методов для оценки состояния скважин усложнено неустановившимся режимом работы. Чтобы оценить состояние нагнетательного фонда скважин, была применена методика с использованием графика Холла. Данная методика позволяет на основании регулярных наблюдений оценивать состояние призабойной зоны любой исследованной скважины. Данный метод применяется и для оценки эффективности проведенных ГТМ при наличии соответствующей информации.

Метод Холла позволяет использовать данные по нагнетанию через некоторый промежуток времени после нагнетания, что влияет на снижение изменения дебита, давления, притока флюидов после остановки скважины. График Холла – график суммы в декартовых координатах ($P_{wf} \cdot \Delta t$), представляет собой как функцию общего нагнетаемого объема воды W_i – такое отношение должно быть линейным [23]. Диагностическим параметром для такой функции является отклонение от линейности.

Темп нагнетаемой воды определяется по формуле:

$$q_w = \frac{k_w h (P_{wf} - P_e)}{18.41 B_w \mu_w \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (2.1)$$

Интегрирование выражения по времени представлено в формуле:

$$\int_0^t P_{w_f} dt = \frac{18.41 B_w \mu_w [\ln \frac{r_e}{r_w} + S]}{k_w h} W_i + \int_0^t P_e dt , \quad (2.2)$$

где P_{w_f} - забойное давление;

P_{t_f} - давление на устье;

P_f - потери давления на трение;

W_i - накопленная закачка.

Увеличение на графике радиуса контура питания r_e и P_e влияет так, что график может иметь вид вогнутой восходящей линии. Через некоторый промежуток времени такой эффект уменьшается, так как параметр r_e становится больше. Если воздействовать на скважину, например создать высокопроницаемую трещину с помощью нагнетания под давлением гидроразрыва, наклон графика уменьшится, как и скин-эффект. Другой пример, произвести обработку скважины с помощью ПАВ, чтобы увеличить эффективную проницаемость по воде k_w , или же применить кислоту для увеличения эффективного радиуса скважины r_w , такие мероприятия также уменьшат наклон на графике Холла. Если же скважина повреждена, скин-слой вырос или r_w уменьшается, в этом случае наклон на графике увеличивается [23].

На рисунке 2.6 отображен схематический пример графика Холла, по которому определяют некоторые параметры. Часть кривой А – вогнутая, восходящая – происходит заполнение воды в скважине, соответственно r_e и P_e увеличиваются. В точке В наполнение пласта водой заканчивается, после чего r_e и P_e становятся постоянными (условия для линейности выполнены). Приход к точке С показывает отклонение от линейности – это связано с нарушением эксплуатационных качеств пласта. Путь к точке D показывает скважину, где скин-слой, r_w и kh – постоянны. Пути к точкам Е и F описывают скважину, где применяют кислотную обработку, ГРП и т. д. [23].

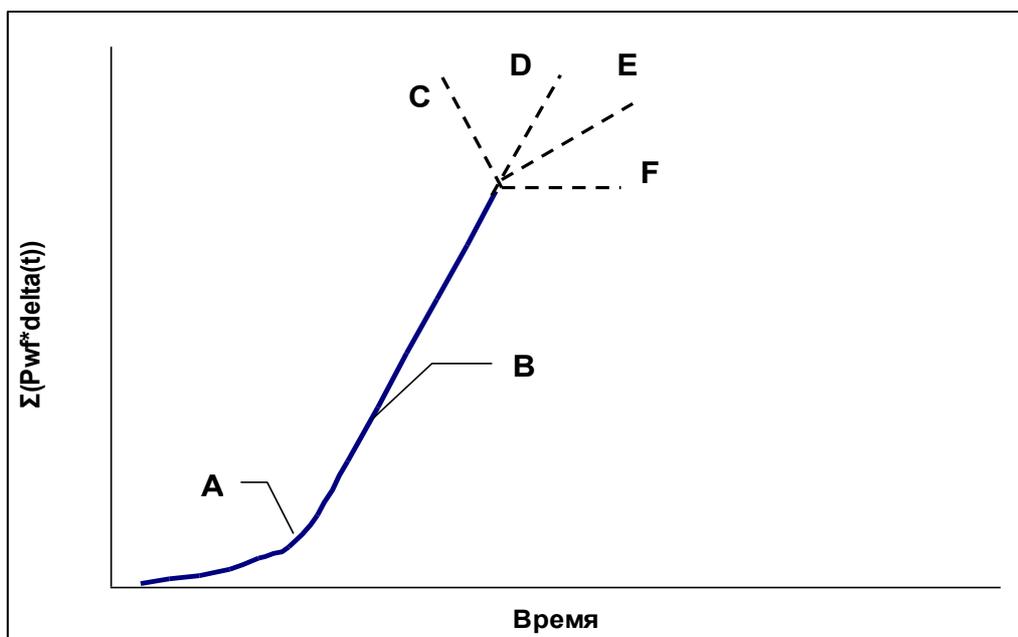


Рисунок 2.6 – Пример оценки работы нагнетательной скважины по методу Холла [33]

В соответствии с техническими режимами с имеющимися данными по месяцам произведен анализ работы нагнетательных скважин месторождения. Скважины, пребывавшие в эксплуатации малую часть времени, не анализировались из-за недостатка данных. После проведенного анализа выделено 5 групп скважин.

Первая группа нагнетательных скважин представляет собой прямую линию. Такая группа скважин работает со стабильными свойствами призабойной зоны. Номера нагнетательных скважин, относящихся к данной группе, приведены в таблице 2.4.

Вторая группа нагнетательных скважин на графике Холла представляет кривую с постоянно увеличивающимся наклоном. Такой наклон характеризует плавное ухудшение фильтрационных свойств. Номера нагнетательных скважин, относящихся к данной группе, приведены в таблице 2.4.

Третья группа скважин на графике характеризуется резкими изменениями наклона в определенные моменты времени. Необходимо проанализировать историю ГТМ по скважинам данной группы для интерпретации этих графиков. Данные графики позволяют оценивать эффективность, а также время эффективного действия мероприятий. Номера

нагнетательных скважин, относящихся к данной группе, приведены в таблице 2.4.

Четвертая группа скважин на графике Холла характеризуется кривой с уменьшающимся наклоном. Причиной может быть открытие естественных трещин в данных нагнетательных скважинах. Необходимо проведение ГДИС, записи кривой падения давления, чтобы уточнить наличие трещин на данных скважинах. Также следует рассмотреть историю проведенных ГТМ по данным скважинам. Номера нагнетательных скважин, относящихся к данной группе, приведены в таблице 2.4.

Пятая группа нагнетательных скважин на графике Холла характеризуется кривой с резким увеличением наклона, где происходит ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны, после чего угол наклона кривой восстанавливается в первоначальном размере. Причиной может являться проведение обработок призабойных зон в скважинах. Следует рассмотреть историю проведенных ГТМ по данным скважинам. Номера нагнетательных скважин, относящихся к данной группе, приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Распределение нагнетательного фонда скважин по группам

[24]

Группы				
1	2	3	4	5
(скважины, стабильно работающие без ухудшения свойств призабойной зоны)	(скважины, работающие с постепенным ухудшением свойств призабойной зоны)	(скважины, работавшие с резким изменением наклона диагностической кривой)	(скважины, работавшие с плавным уменьшением наклона графика в сторону улучшения приемистости)	(скважины с резким увеличением наклона с последующим восстановлением первоначального угла наклона)
193	178	181	168	172
207	179	210	169	192
252	184	254	265	199
260	191	406	273	212
298	201	423	299	215
315	204	426	319	239
452	209	429	418	308

Продолжение таблицы 2.4

462	236	434	430	491
468	247	435	441	566
498	294	436	453	651
501	411	458	470	
514	416	479	517	
535	422	549	547	
538	431	735	572	
550	442		577	
552	446		585	
559	469			
576	483			
185	489			
	500			
	511			
	529			
	536			
	562			
	653			
	659			
Итого				
19	26	14	16	10

С технической точки зрения существующая система поддержания пластового давления работает исправно и не требует технических изменений. С другой точки зрения большинство действующих нагнетательных скважин работает с постепенным ухудшением фильтрационных свойств призабойной зоны. 22% исследованных скважин работают без изменения состояния. С резким ухудшением состояния работают 14% исследованных нагнетательных скважин (располагаются в основном в северной части месторождения). Для повышения эффективности системы ППД рекомендуется воспользоваться технологиями, направленными на отклонение потока нагнетаемого флюида, снижение преждевременной обводненности скважин, а также увеличение степени доизвлечения остаточной нефти.

3 Анализ эффективности применяемых методов

3.1 Кислотные обработки

Для повышения эффективности нагнетательных и добывающих скважин, интенсификации отборов нефти, снижения обводненности продукции, выравнивания профиля приемистости и улучшения состояния разработки месторождения на скважинах проводились следующие виды работ: кислотные обработки, закачка ПАВ при глушении скважин для ремонтных работ, ПГД БК, гидропескоструйная перфорация и т.д.

На Западно-Полуденном месторождении проводились кислотные обработки – мероприятия, которые направлены на очистку, а также восстановление проницаемости ПЗП. Результаты обработки призабойных зон нагнетательных скважин химическими методами представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты проведения кислотных обработок за 2013 год [23]

Скважина	Проектная добыча нефти	Фактическая добыча нефти	+/-	Приемистость до КО	Приемистость после КО	+/-
	тыс. т.			м ³ /сут		
№ 178	4,6	2,776	1,824	27,7	67,3	39,6
№ 422				26,6	71,5	44,9
№ 469				29	87	58

На скважине № 178 приемистость увеличилась до показателя 67,3 м³/сут, при этом до проведения мероприятия была равна 27,7 м³/сут). На скважине №422 приемистость увеличилась с 26,6 м³/сут. до 71,5 м³/сут. На скважине №469 проведение мероприятия позволило увеличить приемистость до 87м³/сут, что почти в 3 выше до проведения. Фактическая суммарная дополнительная добыча нефти составила 2,776 тыс. т.

Обработка скважин раствором ПАВ была проведена в 8 скважинах. К сожалению, по второй эффект не определен вследствие обработки скважин сразу после бурения либо иных причин. В 5 скважинах отмечен положительный эффект, в среднем прирост дебита нефти по ним составил 37.9 т/сут.

К наиболее важному негативному фактору, существенно влияющему на выработку запасов, относится соотношение вязкостей нефти и воды (в 12 раз), существенно отличающиеся на данном месторождении. О его влиянии на языковые прорывы закачиваемых вод свидетельствует сопоставление накопленных отборов и динамики обводненности. Отсюда следует необходимость проведения комплекса мероприятий, направленного на исключение этих явлений. К ним, прежде всего, относятся закачки ГОСов для селективной изоляции водопромытых интервалов, а также мицеллярных растворов, способствующих увеличению вязкости нагнетаемых вод на фронте вытеснения.

3.2 Закачка большеобъемных систем

Следует отметить, что на Западно-Полуденной площади применялись также и физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (в 2000 году проведена закачка большеобъемных гелевых систем (БГС) в 4 нагнетательные скважины (№№226, 236, 254, 273). Весь комплекс существующих методик для оценки эффекта от подобных методов дает основание судить о низкой эффективности данных мероприятий. Поскольку эффективность выражается количественно, в тоннах дополнительно добытой нефти, что сложно зафиксировать на опытных участках (зонах подверженных воздействию), с реагирующими скважинами обводненность которых составляет 95 % и выше. Оценка же качественной стороны эффекта (изменение направления фронта вытеснения, увеличение коэффициентов охвата и вытеснения) ограничивается характеристикой призабойной зоны пласта, о которой, в свою очередь, позволяют судить ПГИ и лабораторные исследования керна. С этой позиции подсчет эффекта от физико-химических методов воздействия по существующим методикам не проводился.

3.3 Применение полимерно-дисперсных систем

С целью выравнивания профилей приемистости и изменения охвата вытеснением по разрезу и площади, в 2009-2010 гг. на Западно-Полуденном месторождении произведены 9 операций по обработке нагнетательных скважин

полимерно–дисперсными системами (МПДС). Дополнительная добыча за счет МПДС составила 3686,2 тонны нефти. Необходимо отметить, что для некоторых скважин из-за близкого их расположения и небольшого промежутка во времени между операциями МПДС подсчитать эффект по ним отдельно не представляется возможным. По многим добывающим скважинам, находящимся в зоне влияния нагнетательных скважин подвергнутым обработкам МПДС, не наблюдается увеличения добычи нефти. Вероятно, это связано с уходом тампонажного раствора в высокопроницаемые части пласта в зоне влияния нагнетательных скважин. Проведение индикаторных исследований на нагнетательных скважинах позволит выявить наличие гидродинамической связи с добывающими скважинами, определить объем высокопроницаемых каналов фильтрации, что в свою очередь позволит повысить качество проведения операций МПДС.

3.4 Дополнительная перфорация

Дополнительная перфорация, а также перестрелы ранее перфорированных интервалов производилась с начала разработки. Основные цели – увеличение притока нефти к добывающей скважине, приемистости нагнетательных скважин и вовлечение в разработку других нефтенасыщенных пропластков. Перфорация производилась различными типами перфораторов – в основном кумулятивными ленточными: ПКС-80, ЗПКС-80, ПКС-105. Этот тип перфораторов относится к кумулятивным бескорпусным перфораторам с извлекаемым каркасом. При отстреле перфоратора оболочки зарядов разрушаются на мелкие частицы, но не засоряя скважину, не разрушаясь ленты деформируются, и их извлекают из скважины.

С 1998 по 2010 гг. всего проведено 115 дополнительных перфораций и реперфораций в 89 скважинах. Дополнительная накопленная добыча нефти за счет проведения мероприятий составила 451,9 тыс. т.

3.5 Потокотклоняющие технологии

Анализ применения МУН на месторождениях Томской и Тюменской областей, комплекс лабораторных исследований, где испытывались различные

реагентные композиции, выделили граничные параметры применения МУН для продуктивных пластов А, Б, и Ю, которые в свою очередь находятся на разных стадиях разработки. Основываясь на полученных результатах, выяснилось, что технологическая эффективность определяется состоянием разработки продуктивных пластов и их особенностями геолого-физического строения.

На Западно-Полуденном месторождении промышленная нефтеносность связана с продуктивными горизонтами АВ₁³, АВ₂ и Ю₁, которые разрабатываются с применением системы ППД путем закачки сеноманской и пластовой вод; пласты также рассматриваются в качестве объектов для применения МУН.

Продуктивные горизонты АВ₁³ и АВ₂, характеризуются:

- средними значениями проницаемости пород-коллекторов, изменяющимися от 0.159 до 0.277 мкм²;
- невысоким значением начальной нефтенасыщенности, изменяющимися от 46-52 %, при среднем значении 49 %;
- высоким (≈ 12 ед.) соотношением вязкостей флюидов.

Эти особенности продуктивных объектов являются определяющими факторами при выборе технологий воздействия на пласты и методов увеличения нефтеотдачи.

Правильный выбор метода для объекта является важным условием эффективного применения МУН пластов. Для эффективного применения метода или получения наилучших показателей разработки, определяются благоприятные свойства пласта и флюидов, их определяют критериями применимости. Можно выделить 3 категории таких критериев:

- Особенности нефтесодержащего коллектора и геолого-физические параметры (условия залегания, глубина залегания, насыщенность порового пространства и др.);
- Технологические (давление нагнетания, размещение скважин, концентрация агентов в растворе, размер оторочки и др.);

- Материально-технические (свойства и вид химических реагентов, наличие необходимого оборудования и др.).

Первая категория критериев применимости наиболее значима и независима. Критерии второй категории напрямую зависят от геолого-физических, поэтому выбираются в соответствии с ними. Третья категория критериев является также независимой и остается неизменной, а также определяет возможность выполнения критериев второй категории (технологических).

Существуют два этапа выбора предлагаемых МУН и технологий воздействия. Так на первом этапе происходит выбор метода воздействия. Выбирается метод на основании геолого-физических характеристик продуктивных пластов, а также граничных параметров эффективного применения, рассматриваемого МУН. На втором этапе происходит выбор базовых технологий, композиций и реагентов для получения необходимых составов, применяемых для повышения нефтеотдачи.

Таким образом, анализируя граничные параметры различных групп технологий для условий данного месторождения, перспективным направлением было применение потокоотклоняющих технологий, показывающих свою высокую эффективность в условиях высокообводненного фонда скважин. Нагнетательные скважины, рекомендованные к проведению потокоотклоняющих технологий, имеют в районе своего влияния преимущественно высокодебитные добывающие скважины с обводненностью более 95 %.

Таблица 3.2 – Выбор МУН по геолого-физическим критериям применимости для продуктивных объектов АВ₁³ и АВ₂ Западно-Полуденного месторождения [22]

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания			Заключение о применимости метода	
	Нач. нефтенасыщенность, %	Вязкость, мПа*с	Состав	Обводненность, %	Минерализация, г/л	Неоднородность	К, мкм ²	Тип и хим.-физ св-ва.	Рпл., МПа	Т, С ⁰		Неff,м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Средние значения геолого-физических параметров	57	3.2-6.3	Асфальтено в 1.3%; Смол 9.1%	87.3	19.1	Неоднородный, отсутствие трещин	0.228	Терригенный, поровый; глинистость – 12.2%	17.1	62	3.6	
Заводнение с ПАВ*		От 1 до 50	Наличие асфальтенов и смол	До 30	До 200	Неоднородный, отсутствие трещин	От 0.01 до 0.3	Глинистость не более 5-10%	Нет огр.	Менее 90	4-15	Не применим
Полимерное заводнение*		От 10 до 100	-	До 30	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 0.1	Глинистость не более 5-10%	-	Менее 90	-	Не применим
Мицеллярное заводнение*		До 10	-	До 70	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Однородный	Более 0.1	Ограничено содержание карбонатов	-	Менее 65-90	-	Не применим
Щелочное заводнение		До 100	Наличие орган. кислот	До 60	Содержание ионов Ca ²⁺ до 0.025	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 0.1	Глинистость не более 5-10%	-	-	-	Не применим

Продолжение таблицы 3.2

Кислотное заводнение*		От 1 до 30	Наличие ароматических соединений	До 30	-	Умеренно однородный	Менее 0.5	Терригенный с содерж. карбонатов 1-2%	-	-	-	Не применим
Микробиологические методы		От 5 до 25	Повышенное содержание асфальтенов и смол		До 100		От 0.05 и более		Нет огр.	От 20 до 90	От 2 и более	Не применим
Потокоотклоняющие технологии: 1. Геле- и осадкообразующие												
А. Технологии, основанные на применении полимеров	Более 35	От 1 до 50		40-100			От 0.03	Глинистость не более 15%	Нет огр.	Менее 80	>4	Высокая эффективность
Б. Технологии на основе водорастворимых полианиоцитов	Более 40	От 1 до 40		От 60			От 0.1 до 0.6	Глинистость не более 15%	Нет огр.	120	>6	Не применим
В. Технологии на основе водорастворимых поликатиоцитов	Более 40	От 1 до 50		От 50			от 0.005 до 1	Глинистость не более 20%	Нет огр.	120	>6	Не применим

* Неблагоприятным фактором является трещиноватость пласта

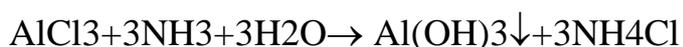
В таблице 3.2 приведены геолого-физические характеристики продуктивного пласта и граничные параметры применения базовых потокоотклоняющих технологий. Анализируя граничные параметры пластов АВ₁³ и АВ₂ видно, что наиболее успешными были технологии на основе термогелеобразующих реагентов, таких как композиция Галка, Галка-У, Галка-ПАВ, Галка–термогель-С, РВ-3П-1. Необходимым фактором образования экологического геля (гидроксид алюминия) является высокая температура пластов. Степень разбавления закачиваемого раствора регулирует подвижность и реологические свойства геля в пористой среде.

В технологии повышения нефтеотдачи в высокотемпературных и низкопроницаемых пластах за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и создания фильтрационных барьеров в высокообводненных пропластках применялись различные модификации термогелеобразующей композиции Галка, РВ-3П-1 в качестве выравнивающего состава.

После закачки гелеобразующего раствора в пласт под воздействием температуры в 90 °С происходит химическое превращение компонентов системы с образованием геля гидрата окиси алюминия. В этом и состоит физико-химическая сущность процесса создания барьеров для фильтрации воды в пласте при помощи композиции Галка. При температуре выше 70 °С один из компонентов системы (карбамид) гидролизует с образованием аммиака и двуокиси углерода, что постепенно повышает рН раствора:



Щелочную буферную систему (рН≈9.0 –10.5) образует выделившийся аммиак. При этом образуется гель гидроксида алюминия из хлорида алюминия:



Прорыв воды из нагнетательных в добывающие скважины сдерживают образующиеся в пласте гели, после чего перераспределяются фильтрационные потоки, повышается охват пласта воздействием, а также выравнивается профиль приемистости нагнетательных скважин. Образовавшийся диоксид углерода

повышает подвижность нефти в пористой среде, что является положительным эффектом.

Участки залежей с высокой обводненностью являются объектами наиболее успешного применения технологии. Такие участки входят в область закачки отдельной КНС, а также нагнетательные скважины (очаговые), которые быстро обводняют продукцию окружающих добывающих скважин при низких отборах запасов нефти.

В настоящее время отсутствует аналитическая методика оценки эффективности применения полимерно-дисперсных систем и для базовой оценки эффективности технологии удельный технологический эффект от применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах с учетом снижения эффективности по годам был принят на уровне 0,8 тыс. т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку. В таблице 3.3 представлена эффективность применения каждого вида ГТМ, а также прогноз их применения.

Таблица 3.3 – Эффективность применения ГТМ, методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения [22]

Виды ГТМ	Годы разработки													Итого за прогнозный период	Всего	Прирост КИН, доли ед.
	Период до составления проекта															
	факт	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	2042-2049			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1. ГРП																
а) кол-во проведенных операций	51	0	0	0	0	2	9	0	0	0	0	0	0	11	62	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	1083.8	23.0	20.6	16.5	13.2	32.0	237.6	207	80.0	24.5	7.0	2.3	0.3	664	1748	0.027
2. Зарезка БС и БГС																
а) кол-во проведенных операций	1	0	0	0	0	5	8+6*	0	0	0	0	0	0	13+6*	14+6*	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	0	0	0	0.0	0.0	21.7	325.1	191	85.1	36.5	16.8	8.3	0.8	685	685	0.010
3. Бурение новых добывающих скважин																
а) кол-во проведенных операций	0	0	0	2	5	3+3*	66+6*	5	0	0	0	0	0	79+9*	79+9*	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	0	0	0.0	12.2	74.9	140.6	1542.4	1904	1365.3	837.9	450.7	214.6	89.3	6632	6632	0.101
4. Физико-химические методы																
а) кол-во проведенных операций	61	41	39	39	39	39	208	232	194	158	108	62	6	1165	1226	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	не опред.	17.6	17.6	17.4	17.2	17.1	88.8	101	84.0	67.7	41.7	18.5	1.8	490	490	0.007
4.1. ОПЗ на добывающих скважинах																
а) кол-во проведенных операций	45	17	17	17	17	17	96	110	96	82	64	43	6	582	627	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	не опред.	5.1	5.1	5	4.9	4.9	28.3	33	29.0	24.5	19.4	12.8	1.8	174	174	0.003
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Продолжение таблицы 3.3

4.2. КОПЗ на нагнетательных скважинах																
а) кол-во проведенных операций	7	12	11	11	11	11	56	61	49	38	27	19	0	306	313	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	не опред.	3.6	3.3	3.3	3.3	3.3	16.7	18	14.6	11.2	8.0	5.8	0	91	91	0.001
4.3.Потокоотклоняющие технологии																
а) кол-во проведенных операций	9	12	11	11	11	11	56	61	49	38	17	0	0	277	286	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	3.7	8.9	9.2	9.1	9.0	8.9	43.8	49	40.4	32.0	14.4	0.0	0	225	229	0.003
5. Вывод из бездействия добывающих скважин																
а) кол-во проведенных операций	0	5	8	4	2	1	1	0	0	0	0	0	0	21	21	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	0.0	13.7	26.8	35.4	40.6	38.0	138.4	82	33.1	8.1	2.8	1.1	0	420	420	0.006
6. Перевод на другой горизонт /Доп. перфорации (добывающие скважины)																
а) кол-во проведенных операций	204	3	6	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	215	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	451.9	10.9	16.2	19.3	20.0	18.9	73.0	28	6.9	2.0	0.0	0.0	0	195	647	0.010
ИТОГО																
а) кол-во проведенных операций	113	49	53	47	46	53	301	237	194	158	108	62	6	1314	1427	
б) доп. добыча нефти, тыс.т.	1535.7	65.1	81.3	100.8	165.9	268.4	2405.3	2512	1654.4	976.7	519.0	244.9	92.3	9086	10622	0.161

* - горизонтальные скважины или ЗБГС

Рекомендуется воспользоваться технологиями, направленными на увеличение приемистости нагнетательного фонда скважин для того, чтобы повысить эффективность работы системы поддержания пластового давления. Особенно это важно при переводе добывающей скважины под нагнетание после отработки на нефть. Для этого подходят комплексные обработки призабойной зоны пласта многокомпонентным составом химических реагентов – КОПЗП.

Ожидаемый эффект от проведения рассмотренных мероприятий представлен на рисунке 3.1.

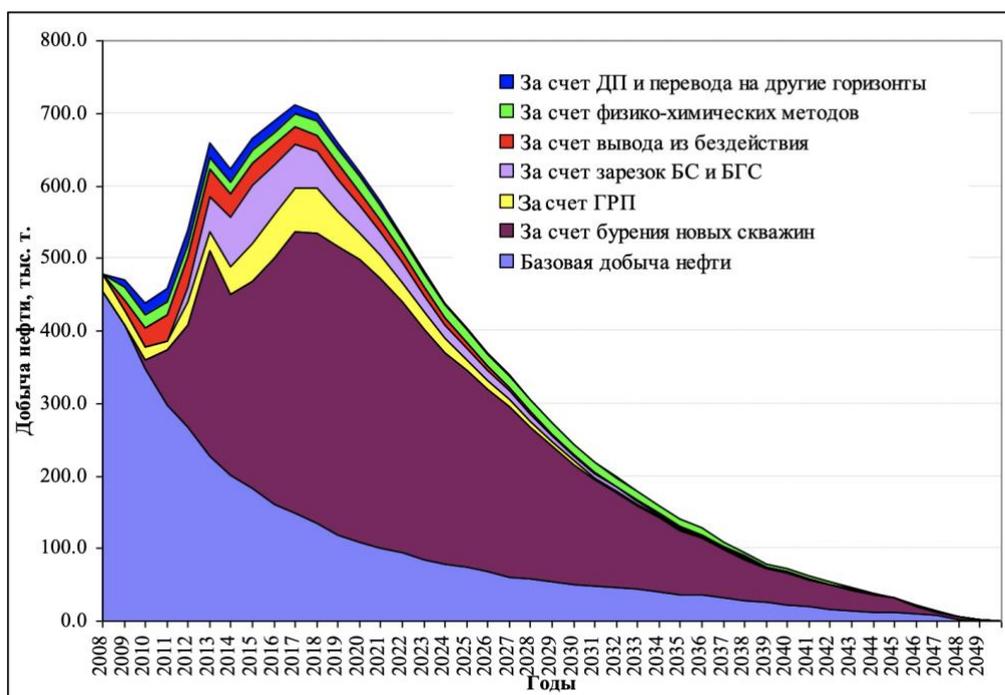


Рисунок 3.1 – Эффективность основных мероприятий Западно-Полуденного месторождения [22]

В результате проведенного анализа применяемых ранее методов повышения эффективности системы ППД был выделен наиболее перспективный метод – потокоотклоняющие технологии. Ввиду того, что потокоотклоняющая технология с применением гелеобразующей композиции Галка устарела и более не применяется на месторождении, был предложен новый (ранее не применяемый) метод – технология ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем. Данный метод является эффективным не только в Российской Федерации, но и во всем мире.

4 Подбор технологии ограничения водопритока

Исходя из анализа текущего состояния разработки месторождения, была выделена основная проблема добывающих скважин – опережающая обводненность продукции ввиду прорыва агента закачки по высокообводненным, высокопроницаемым участкам пласта. В ходе анализа критериев применимости МУН для четвертой стадии разработки месторождения для геологических и геохимических условий Западно-Полуденного месторождения была выделена группа химических МУН, обеспечивающих отклонение потока нагнетаемого флюида, снижение преждевременной обводненности скважин, а также увеличение степени доизвлечения остаточной нефти. Таким образом, именно этот метод в первую очередь предлагается для внедрения на Западно-Полуденном месторождении. Также, дополнительными преимуществами данного метода являются его высокая изученность, низкая цена реагентов и скорость выполнения обработки. Основной недостаток применения СПС – отсутствие методики по оценке оптимального количества состава для обеспечения максимальной эффективности обработки, так как при увеличении концентрации СПС в закачиваемом агенте возможно ограничение потока не только водной, но и нефтяной фаз, с дальнейшим уходом агента в другие выше- или нижележащие горизонты. Таким образом, основной целью данного раздела являлась разработка аналитической методики оценки необходимого количества сшитого полиакриламида для обеспечения максимальной эффективности обработки.

4.1 Подбор скважин-кандидатов для ограничения водопритока (ОВП) с применением сшитых полимерных систем (СПС)

В настоящее время общий фонд Западно-Полуденного месторождения составляет 220 скважин, 178 из которых относятся к добывающему фонду, 62 – к нагнетательному. Более подробная структура фонда приведена на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1 – Структура фонда Западно-Полуденного месторождения на 01.04.2022

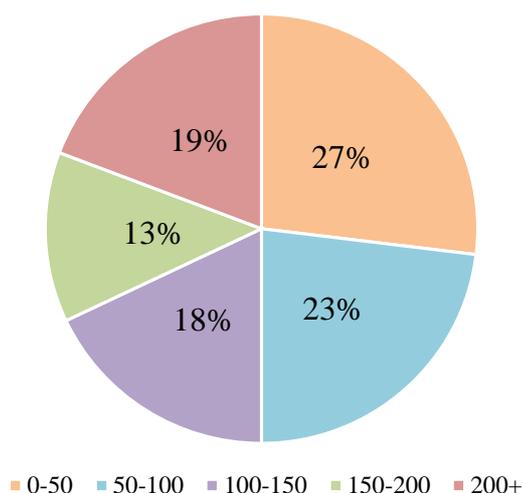
Подбор нагнетательных скважин-кандидатов для закачки СПС производился по четырем признакам:

- Наличие высокодебитного окружения;
- Наличие высокообводненного окружения;
- Причина обводнения добывающего окружения – прорыв воды по высокопроницаемым пропласткам;
- Высокая приемистость и коэффициент приемистости скважин.

Скважины, удовлетворяющие всем перечисленным выше критериям, считаются кандидатами первого ранга для проведения операции по ОВП.

На рисунке 4.2 приведено распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту жидкости и обводненности, согласно месячному эксплуатационному рапорту за апрель 2022 года. Согласно данным параметрам, для первичной оценки применимости методов ОВП было выделено 39 скважин с дебитом жидкости большим, чем $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и обводненностью продукции более, чем 75%. Данные скважины были классифицированы на 5 групп в зависимости от их динамики работы и принадлежности к определенной характеристике вытеснения, которая обуславливает сценарий обводнения каждой из скважин, для выбора скважин, обводнение которых произошло из-за прорыва воды в высокопроницаемые пропластки.

Распределение дебита жидкости на 01.04.2022



Распределение обводненности на 01.04.2022

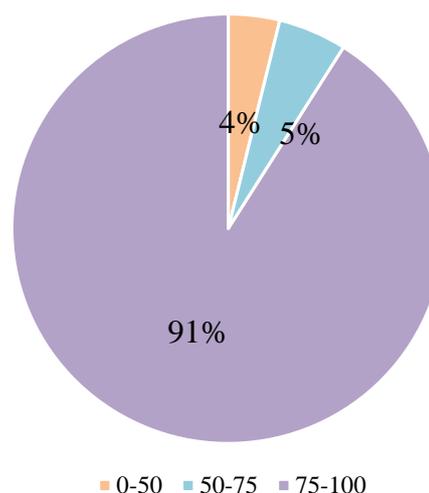


Рисунок 4.2 – Распределение показателей работы добывающих скважин на 01.04.2022

Для анализа причин обводнения добывающего фонда Западно-Полуденного месторождения применялась методика оценки динамики кривой водонефтяного фактора (ВНФ) в зависимости от времени в билогарифмических координатах. Для оценки рассматривались три возможных ситуации обводнения продукции скважины, наиболее часто встречающихся в данных условиях эксплуатации:

- Конусообразование – явление подъема подошвенной в прискважинном пространстве, связанное с относительным подъемом уровня ВНК или прорывом воды по высокопроницаемому каналу, вызывающее, как следствие, снижение нефтенасыщенности в зоне дренирования скважины;
- Резкое обводнение скважины по определенным высокопроницаемым/промытым пропласткам, что характерно для пластов, эксплуатируемых в условиях высокой неоднородности;
- Технические проблемы скважины, связанные с заколонными перетоками или негерметичностью эксплуатационной колонны или пакеров, что приводит к перетокам воды из выше или ниже лежащих водоносных горизонтов.

По результатам анализа кривых ВНФ, все скважины были разделены на пять основных категорий в зависимости от поведения кривой ВНФ в ходе разработки.

Первый тип характеристики обводнения

Характеристика обводнения первого типа представлена на рисунке 4.3 на примере скважины №183. По билогарифмическому графику однозначно диагностируется стабильное вытеснение на протяжении определенного времени (3-7 лет). Данный вывод может быть сделан из практически нулевого наклона кривой ВНФ и производной ВНФ с дальнейшим резким увеличением данных показателей. Такой тип поведения кривых соответствует двум факторам обводнения: прорывом фронта по высокопроницаемым пропласткам – языковой тип обводнения, и негерметичность ЭК.

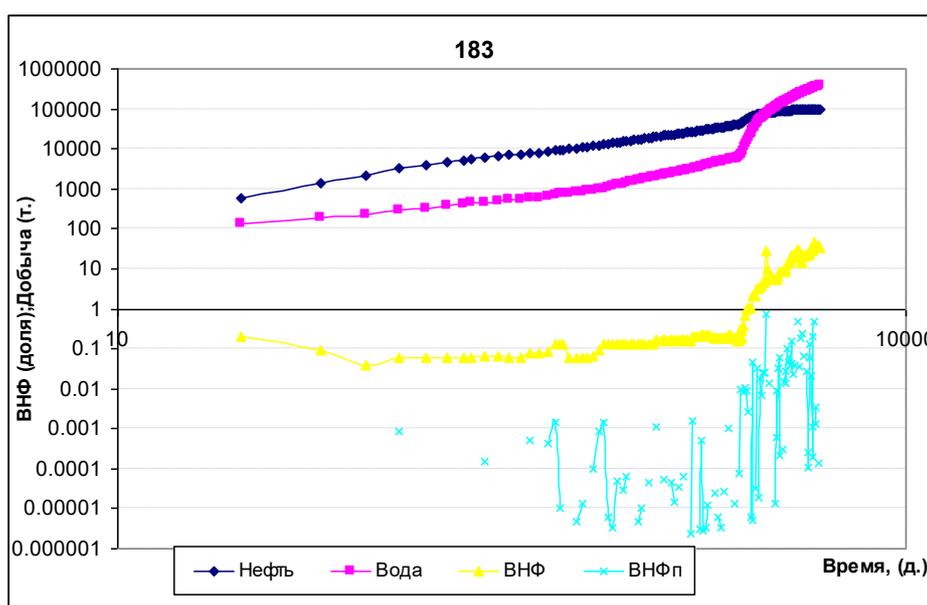


Рисунок 4.3 – Первый тип ХВ

Для уточнения диагностики обводненности по высокопроницаемым каналам использовалась методика Меркуловой-Гинзбурга, заключающаяся в построении безразмерных характеристик обводнения в зависимости от накопленной добычи нефти и воды [39]. Данная ХВ показывает изменение доли накопленной нефти в итоговой продукции в зависимости от отобранного объема. Согласно теории Меркуловой-Гинзбурга, при ординате равной $1 \pm 1\%$ обводнение скважины происходит по заколонному пространству выше- или нижележащих пластов, при меньшем значении обводнение происходит за счет подошвенных вод или из-за прорыва воды по высокопроницаемым пропласткам. Данное утверждение является справедливым ввиду того, что при безводном характере

эксплуатации скважины (обводненность менее 20%) ордината равна единице, что позволяет диагностировать заколонные перетоки и сторонний прорыв воды. Суть данной методики заключается в построении следующих характеристик обводнения продукции:

$$Y = \frac{Q_o^i}{Q_o^i + Q_w^i} \quad X = \frac{Q_o^i + Q_w^i}{Q_o^n + Q_w^n} \quad (4.1.)$$

Q_o^i, Q_w^i - текущие значения накопленной добычи нефти и воды за водный период работы скважины, м³;

Q_o^n, Q_w^n - накопленные значения добычи нефти и воды за водный период работы скважины, м³.

График, построенный для скважины №183 по данной методике, приведен на рисунке 4.4.

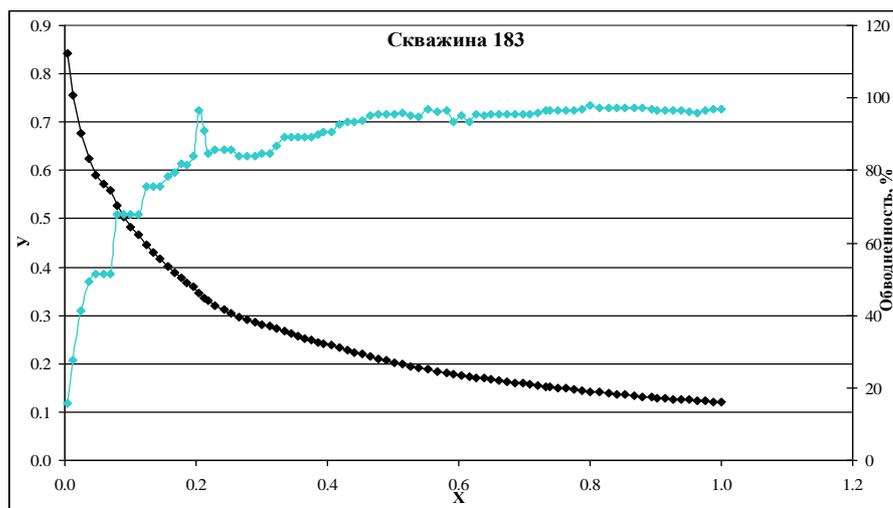


Рисунок 4.4 – Пример характеристики обводнения скважины №183 по методике Меркуловой-Гинзбурга

В данном случае, ввиду значительного угла наклона кривой в начальный момент и дальнейшей волнообразной характеристики работы возможно предположить наличие сразу двух осложняющих факторов – заколонной циркуляции и прорыва воды от нагнетательной скважины. Таким образом, данная скважина является подходящей при подборе кандидатов для ОВП.

Второй тип характеристики обводнения

Характеристика обводнения первого типа представлена на рисунке 4.5 на примере скважины №245. Скважины, принадлежащие к данной группе, характеризуются стабильным периодом работы с дальнейшим повышением ВНФ. Отличие от первой группы связано с более плавной динамикой увеличения ВНФ относительно первой группы, что связано с более низкой проводимостью коллектора в прискважинном пространстве.

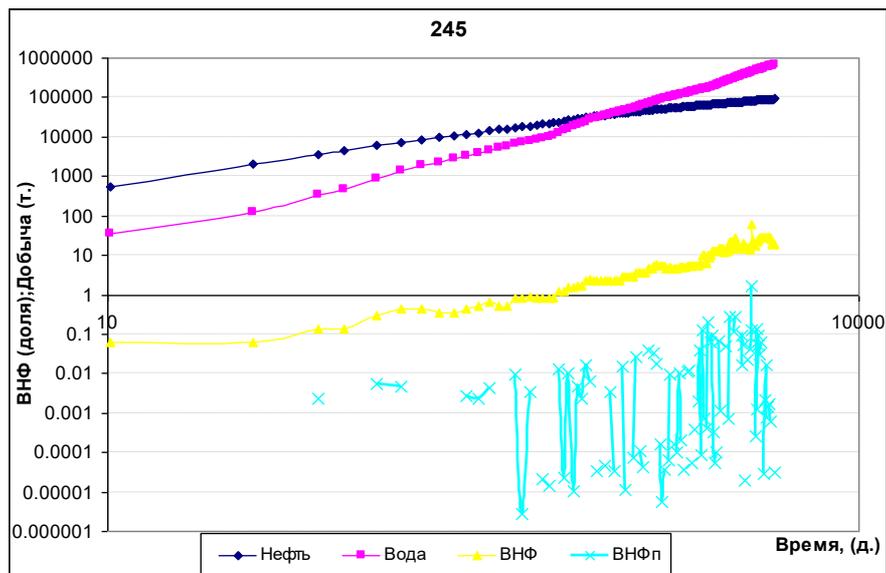


Рисунок 4.5 – Второй тип ХВ

Третий тип характеристики обводнения

Пример характеристики вытеснения третьего типа представлен на рисунке 4.6 и характеризуется небольшим падением ВНФ и производной ВНФ, что характерно для скважин с наличием подошвенной воды. Также, данная ХВ может наблюдаться при возникновении эффекта изменения насыщенности в прискважинной зоне из-за разницы в подвижности нефти и агента закачки.

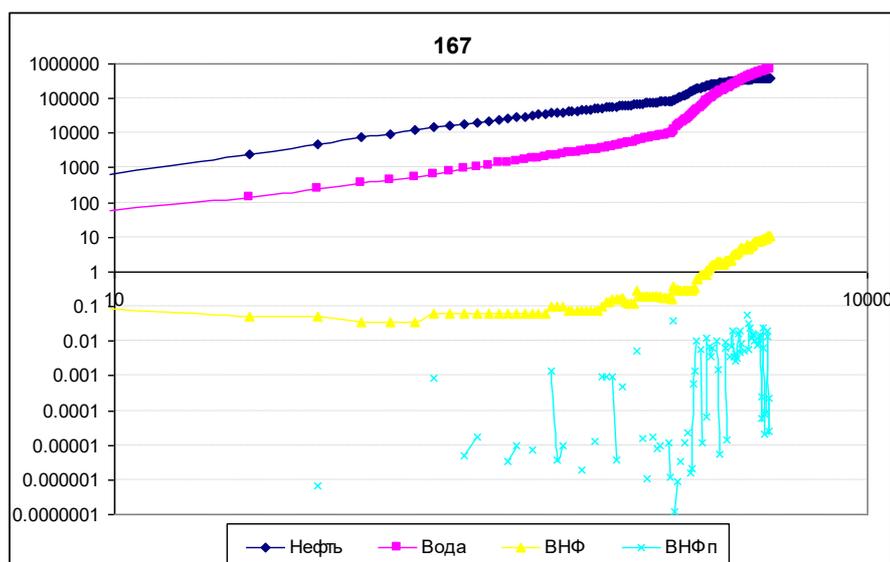


Рисунок 4.6 – Третий тип ХВ

Четвертый тип характеристики обводнения

Характеристика вытеснения четвертого типа соответствует скважинам, вскрывающим наиболее неоднородную часть коллектора, что обеспечивает скачкообразное изменение ВНФ в зависимости от времени. Данный эффект явно прослеживается на примере скважины №309Р (рисунок 4.7).

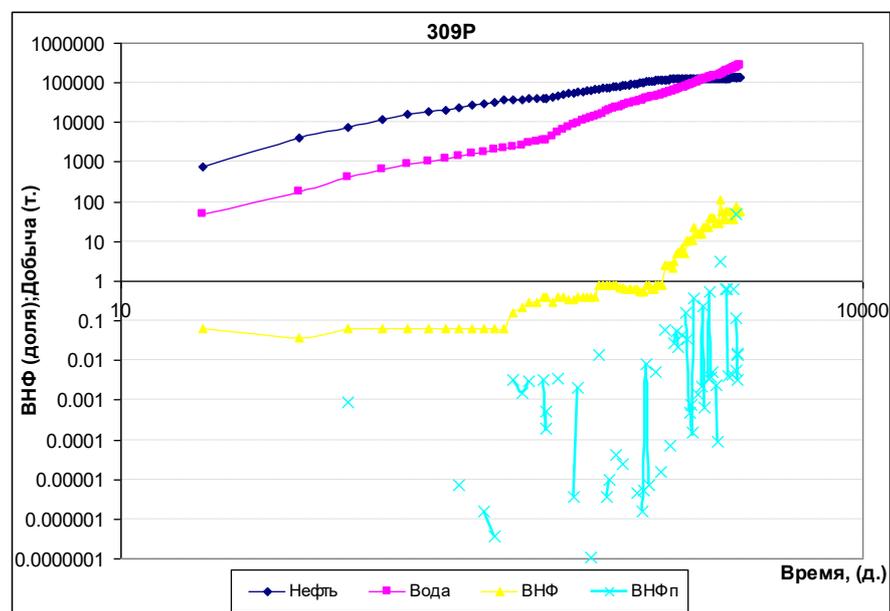


Рисунок 4.7 – Четвертый тип ХВ

Пятый тип характеристики обводнения

Пятый тип характеристики вытеснения – скважины с потенциалом увеличения добычи ввиду отсутствия динамики обводнения. Данные скважины

рекомендуются для проведения ГТМ для увеличения нефтеотдачи и достижения потенциала отбора НИЗ.

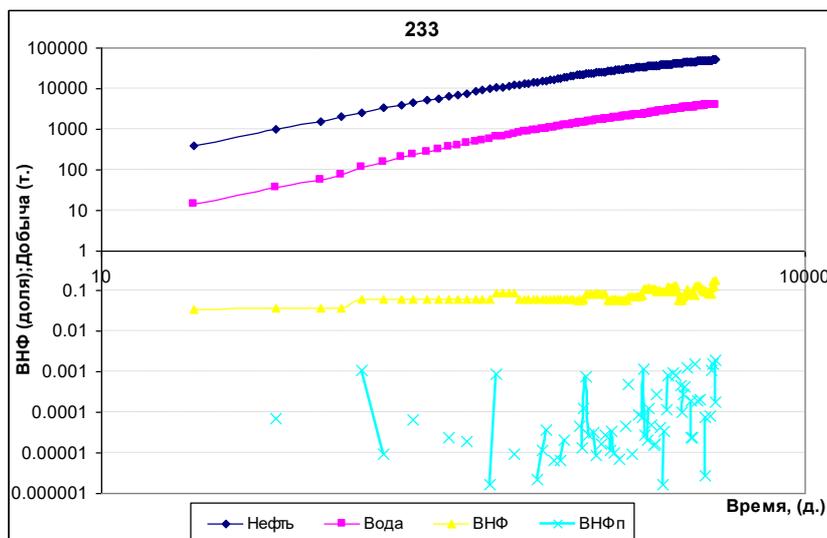


Рисунок 4.8 – Пятый тип ХВ

Анализ характеристик вытеснения по каждой из скважины позволил выделить скважины, перспективные для увеличения нефтеотдачи путем проведения операций по ОВП на нагнетательном окружении. Для данных целей подходят скважины первой, второй и четвертой группы.

Таблица 4.1 – Распределение скважин по характеристике обводнения

№ скважины	Объект	Группа	Кол-во скважин
171, 170, 166, 320, 316, 313, 408, 323Р, 440, 438, 459, 450, 449, 447, 487, 523, 513, 540, 526, 564, 563, 553, 554, 542, 575, 692	АВ ₁ ³	1	26
190, 189, 187, 186, 183, 180, 197, 196, 652	АВ ₂		9
482, 499	Ю ₁ ¹⁻²		2
216, 203, 188, 162, 249, 573, 595, 312Р	скважины, работали на 2 объекта		8
444, 427, 424, 463, 503, 530, 745, 277	АВ ₁ ³	2	8
235, 224, 251, 245, 256, 584	АВ ₂		6
565	Ю ₁ ¹⁻²		1
439, 660, 248, 274, 490, 472, 415	скважины, работали на 2 объекта		7
167, 428, 460, 515, 537, 525, 767, 657	АВ ₁ ³	3	8
-	АВ ₂		0
-	Ю ₁ ¹⁻²		0
206, 232, 174, 304	скважины, работали на 2 объекта		4
502, 289, 587, 648	АВ ₁ ³	4	4
182, 200, 243	АВ ₂		3
-	Ю ₁ ¹⁻²		0

Продолжение таблицы 4.1

488, 674, 264	скважины, работали на 2 объекта		3
233, 307 413, 461,497, 522, 545, 650	АВ ₁ ³	5	8
244	АВ ₂		1
-	Ю ₁ ¹⁻²		0
101Р, 250, 246, 571, 214	скважины, работали на 2 объекта		5

Таким образом, для дальнейшей оценки рассматривались 56 скважин, эксплуатирующих пласты АВ₁³ и АВ₂, относящиеся к 1, 2 или 4 группе ХВ.

Распределение дебитов и обводненности данных скважин представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Распределение скважин по группам

Скважина	Дебит	Группа дебита	Обводненность	Группа обводненности	Состояние	Код состояния
171	0	1	0	1	В консервации	0
170	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
166	152	4	99	3	В работе	1
320	0	1	0	1	В бездействии текущего года	0
316	125	3	99	3	Остановлена	1
313	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
408	57	2	89	3	В работе	1
323Р	196	4	97	3	В работе	1
440	0	1	0	1	В консервации	0
438	0	1	0	1	В бездействии прошлых лет	0
459	189	4	98	3	В работе	1
450	366	5	97	3	В работе	1
449	0	1	0	1	В консервации	0
447	0	1	0	1	В консервации	0
487	10	1	88	3	В накоплении/под циклической закачкой/	1
523	108	3	96	3	В работе	1
513	0	1	0	1	В консервации	0
540	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
526	41	1	94	3	В работе	1
564	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
563	0	1	0	1	В консервации	0
553	197	4	95	3	В работе	1
554	0	1	0	1	В ликвидации	0
542	167	4	97	3	В работе	1
575	293	5	99	3	В работе	1
692	128	3	91	3	В работе	1
190	103	3	98	3	В работе	1
189	0	1	0	1	В консервации	0
187	332	5	98	3	В работе	1
186	0	1	0	1	Пьезометрическая	0

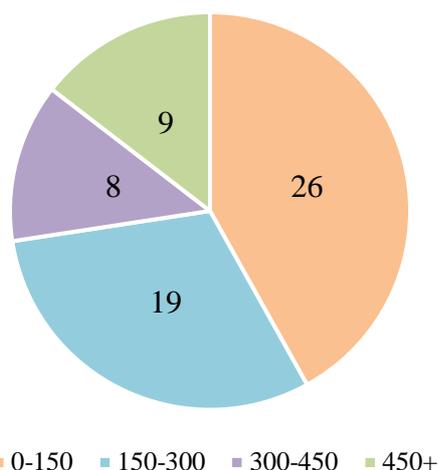
Продолжение таблицы 4.2

183	0	1	0	1	В ликвидации	0
180	0	1	0	1	В ликвидации	0
197	0	1	0	1	В бездействии прошлых лет	0
196	0	1	0	1	В бездействии текущего года	0
652	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
444	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
427	0	1	0	1	В бездействии прошлых лет	0
424	0	1	0	1	В консервации	0
463	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
503	608	5	99	3	В работе	1
530	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
745	81	2	93	3	В работе	1
277	27	1	79	3	В работе	1
235	0	1	0	1	В консервации	0
224	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
251	267	5	99	3	В работе	1
245	713	5	98	3	В работе	1
256	35	1	64	2	В работе	1
584	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
502	134	3	98	3	В работе	1
289	95	2	84	3	В работе	1
587	0	1	0	1	Пьезометрическая	0
648	225	5	96	3	В работе	1
182	98	2	93	3	В работе	1
200	0	1	0	1	В бездействии прошлых лет	0

Согласно пунктам, описанным выше, только 17 скважин из добывающего фонда рекомендуются для оценки влияния ОВП на нагнетательное окружение. Данные скважины находятся в работе (Код состояния – 1), эксплуатируются с высоким дебитом (Группа дебита 3, 4 или 5) и высокой обводненностью (группа обводненности 3).

Для оценки применимости ОВП на нагнетательных скважинах рассматривались следующие показатели: приемистость, коэффициент приемистости и время работы скважины с момента перевода/запуска. Подходящим кандидатом считается скважина, находящаяся в работе более года, с высокой приемистостью и коэффициентом приемистости, т.е. с удовлетворительным состоянием призабойной зоны. Распределение скважин по приемистости и коэффициенту приемистости представлено на рисунке 4.9.

Распределение фонда по приемистости



Распределение фонда по Кприем

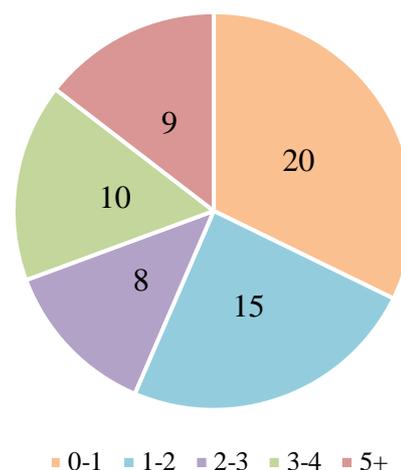


Рисунок 4.9 – Распределение нагнетательного фонда

По результатам анализа были выделены 13 нагнетательных скважин, находящихся в работе на последний месяц, работающие с высокой приемистостью ($>300 \text{ м}^3/\text{сут}$) и коэффициентом приемистости (>2), а также находящиеся в нагнетании более года.

Таблица 4.3 – Скважины-кандидаты для проведения ОВП

Скважина	Дата перевода в ППД	Приемистость	Кприем	Рпл	Рзаб
		м ³ /сут	м ³ /сут/атм	атм	атм
185	31.10.1996	500	3.82	120	251
191	21.09.2001	770	10.61	180	253
199	16.10.2001	560	6.53	155	241
204	20.09.2002	600	8.12	180	254
215	24.10.2001	400	4.34	147	239
252	05.05.2006	500	3.52	134	276
299	09.06.2000	460	5.06	162	253
315	26.06.2002	400	2.98	134	268
319	18.10.2001	380	2.70	134	275
452	18.05.2004	570	7.40	153	230
501	28.02.1997	390	3.53	213	323
514	17.03.2001	360	3.56	213	314
651	15.03.2003	500	5.45	160	252

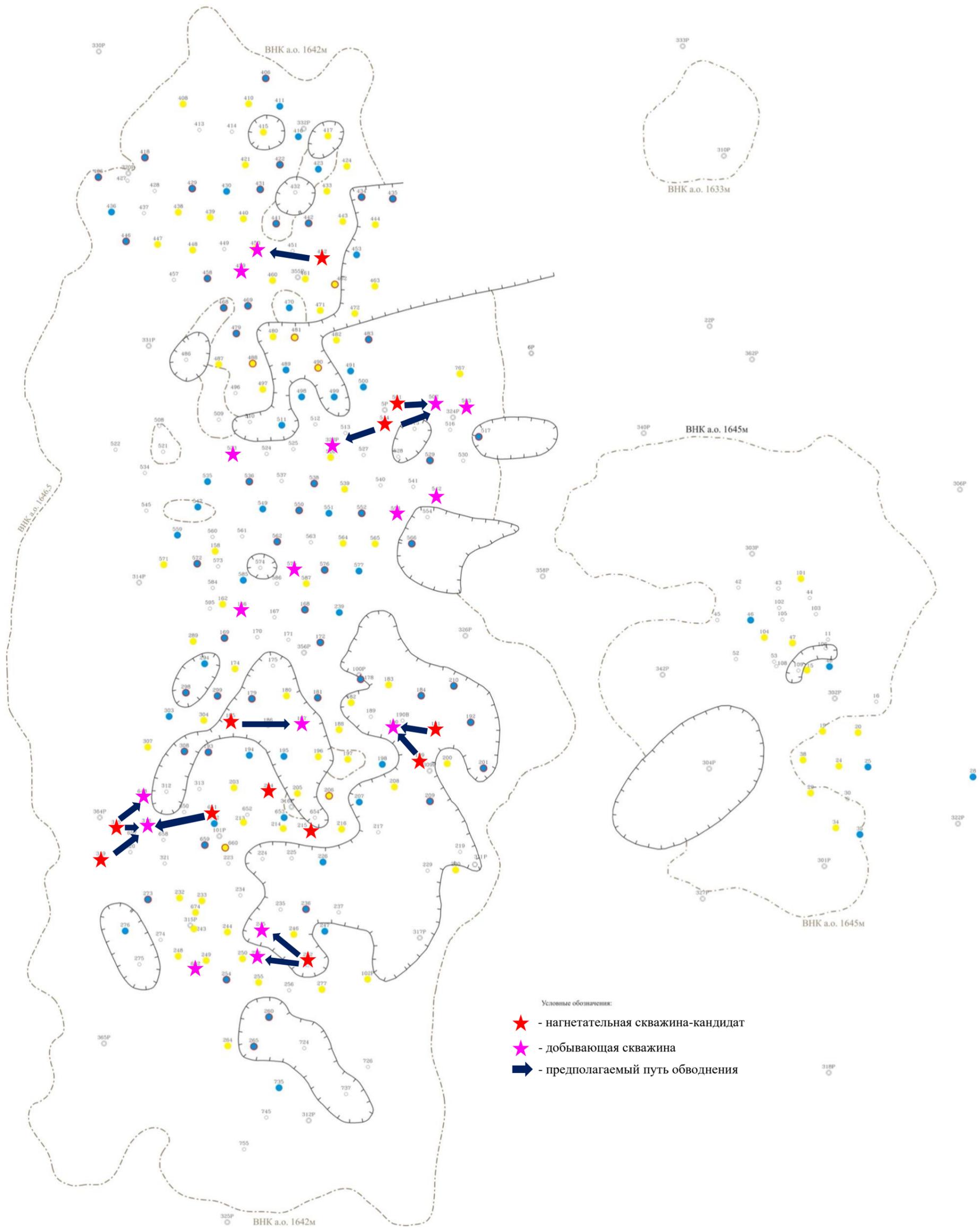


Рисунок 4.10 – Карта скважин-кандидатов для проведения ОВП

После итогового анализа предлагаемых скважин-кандидатов и добывающих скважин с опережающим обводнением были выделены 13 пар нагнетательных-добывающих скважин для проведения ОВП и оценки эффекта от закачки СПС. Итоговый список скважин-кандидатов и добывающих скважин приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Список кандидатов для закачки СПС

Наг. Скважина	Приемистость	Кприем	Доб. Скважина	Дебит жидкости	Обводненность
452	570	7.41	450	366	97
501	390	3.53	502	134	98
514	360	3.56	502	134	98
514	360	3.56	323P	196	97
185	500	3.82	187	332	98
191	770	10.61	190	103	98
199	560	6.53	190	103	98
651	500	5.45	316	125	99
315	400	2.98	316	125	99
315	400	2.98	648	225	96
319	380	2.70	316	125	99
252	500	3.52	245	713	98
252	500	3.52	251	267	99

4.2 Разработка методологии по оценке необходимого количества смесей и эффекта от применения химических МУН

4.2.1 Поведение полимерных смесей в пластовых условиях

Применение полимерных систем в качестве агента для ограничения водопритока является одним из наиболее эффективных способов увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки [40]. Действие полимерного агента состоит из двух различных принципов воздействия: выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин за счет увеличения вязкости закачиваемого флюида и, как следствие, снижения коэффициента подвижности и снижение относительной фазовой проницаемости в зоне обработки, ввиду адгезии полимерного раствора на стенках поровых каналов (4.2). Выравнивание фронта вытеснения подчиняется теории Бакли-Левретта [41], согласно которой

коэффициент подвижности описывает относительное продвижение одной фазы в присутствии другой. Благоприятное значение коэффициента подвижности является $M < 1$, так как при данном значении происходит «поршневое» вытеснение нефти водой, в то время как $M > 1$ описывает нестационарное вытеснение с прорывами воды в добывающую скважину по мере заводнения (рисунок 4.11).

$$M = \frac{\lambda_{\text{вода}}}{\lambda_{\text{нефть}}} = \frac{\mu_{\text{нефть}} \cdot k_{\text{вода}}}{\mu_{\text{вода}} \cdot k_{\text{нефть}}}, \quad (4.2)$$

где: λ – относительная подвижность фазы;

μ – вязкость флюида;

k_i – относительная фазовая проницаемость.

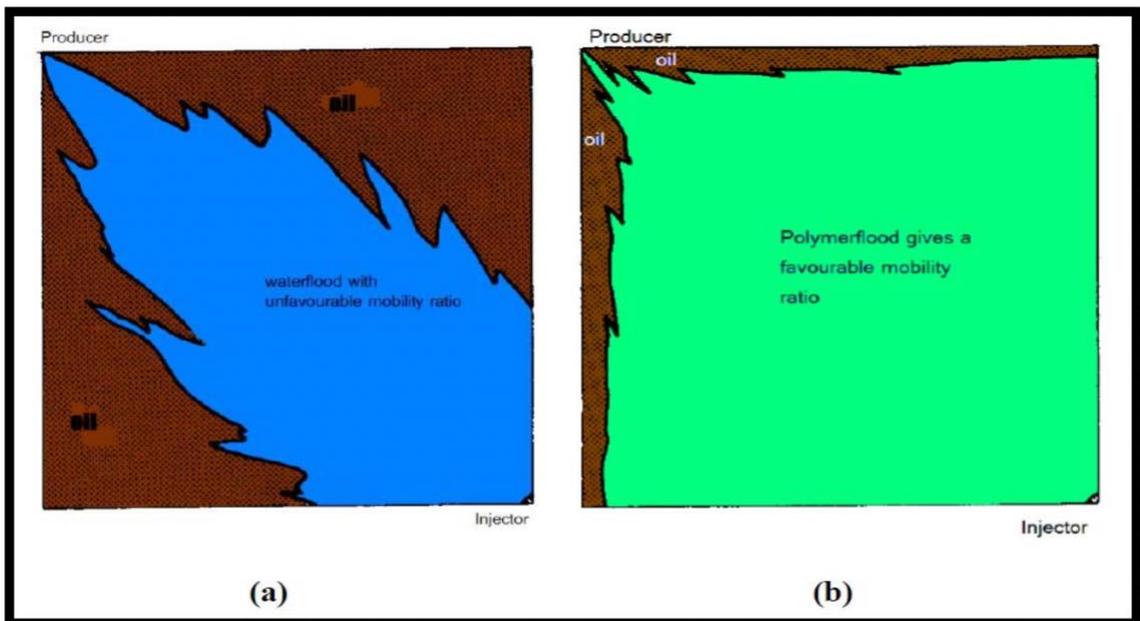


Рисунок 4.11 – Принцип действия полимерных систем [43]

Суммарный эффект от применения сшитых полимерных систем можно разделить на два различных фактора: снижение коэффициента подвижности и выравнивание фронта вытеснения, имеющего слабый эффект при малом объеме смеси и ограничение водопритока ввиду адгезии и расширения полимерной структуры в поровых каналах, что обеспечивает выравнивание профиля приемистости и увеличение вытеснения в поровом масштабе.

В качестве полимерного геля в данной работе рассматривается сшитый полиакриламид с применением ионов Cr^{3+} в качестве сшивателя для увеличения объема полимерного геля в поровом пространстве (рисунок 4.12).

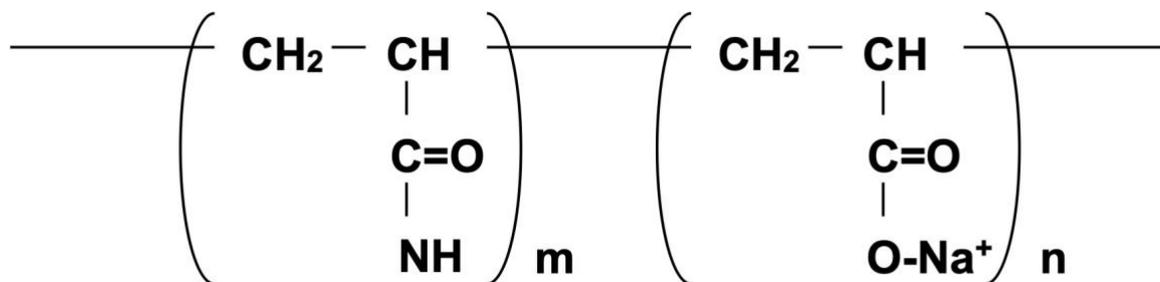


Рисунок 4.12 – Структура сшитого полиакриламида [43]

Данный реагент был выбран ввиду его высокой изученности, он широко применяется как в Российской Федерации, так и в международных проектах в качестве эффективного средства ограничения водопритока [43].

Главное отличие агента закачки с добавлением СПС в зависимости от классически применяемых средств (вода) – его Неньютоновское поведение в пластовых условиях. Неньютоновские жидкости изменяют свои реологические свойства, в частности вязкость, в зависимости от окружающих условий (рисунок 4.13), основное из которых – скорость, с которой движется жидкость. Вязкость для таких условий подчиняется степенному закону в зависимости от скорости сдвига, где скорость сдвига, применительно к полимерному раствору, это скорость изменения деформации сдвига от времени. Основное свойство полимерных растворов описывается степенным законом Оствальда-де-Ваале, которое с достаточной степенью точности может быть аппроксимировано в степенное уравнение (4.3). [44]

$$\mu_{eff} = k \cdot \left(\frac{dv}{dx} \right)^{n-1} \approx 100 \cdot k \cdot \gamma^{n-1}, \quad (4.3)$$

где: k – коэффициент густоты потока, уникальный параметр каждой жидкости, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

$\frac{dv}{dx} = \gamma$ - градиент скорости вдоль оси, перпендикулярной плоскости сдвига слоёв жидкости (скорость сдвига), c^{-1} ;
 n – безразмерный показатель поведения жидкости, б.р.



Рисунок 4.13 – Графики течения Ньютоновской и Неньютоновской жидкостей

Согласно работе [45], скорость сдвига для полимерного раствора в пористой среде может быть выражено в зависимости от массового расхода закачиваемого флюида (4.4):

$$\gamma = \frac{3 \cdot n + 1}{4 \cdot n} \cdot \frac{4 \cdot Q}{A \cdot \sqrt{8 \cdot K \cdot \varphi}} \quad (4.4)$$

где: Q – объемный расход жидкости, м³/сек;

K – проницаемость, м²;

A – площадь фильтрации, м²;

φ – пористость среду, у.е.

Также, опираясь на работу [45], безразмерные коэффициенты n и k для гидролизованного полиакриламида с ацетатом хрома в качестве сшивателя могут быть выражены эмпирически в зависимости от минерализации разбавителя (закачиваемой воды), температуры пористой среды и концентрации ПАА в растворе (4.5):

$$\ln(k) = -7.61462 \cdot 10^{-2} \cdot S^{1.77660} + 0.945297 \cdot \ln(C) - 1.44499 \cdot 10^{-2} \cdot T - 5.51858; \quad (4.5)$$

$$n = 1.01756 \cdot 10^{-2} \cdot S^{1.13208} - 2.89395 \cdot 10^{-2} \cdot \ln(C) + 9.32019 \cdot 10^{-4} \cdot T - 0.78062,$$

где: S – общая минерализация, мг/л;

C – концентрация ПАА, ppm;

T – температура пласта, °С.

Ввиду значительного количества влияющих факторов и для понимания степени влияния каждого из них на вязкость раствора, содержащего ПАА, была построена диаграмма типа “Spider Plot”, позволяющая оценить изменение зависимого параметра при изменении влияющих параметров (рисунок 4.14). На абсциссе диаграммы показано относительное изменение каждого параметра при неизменном значении остальных, что позволяет оценить степень влияния каждого из факторов по отдельности.

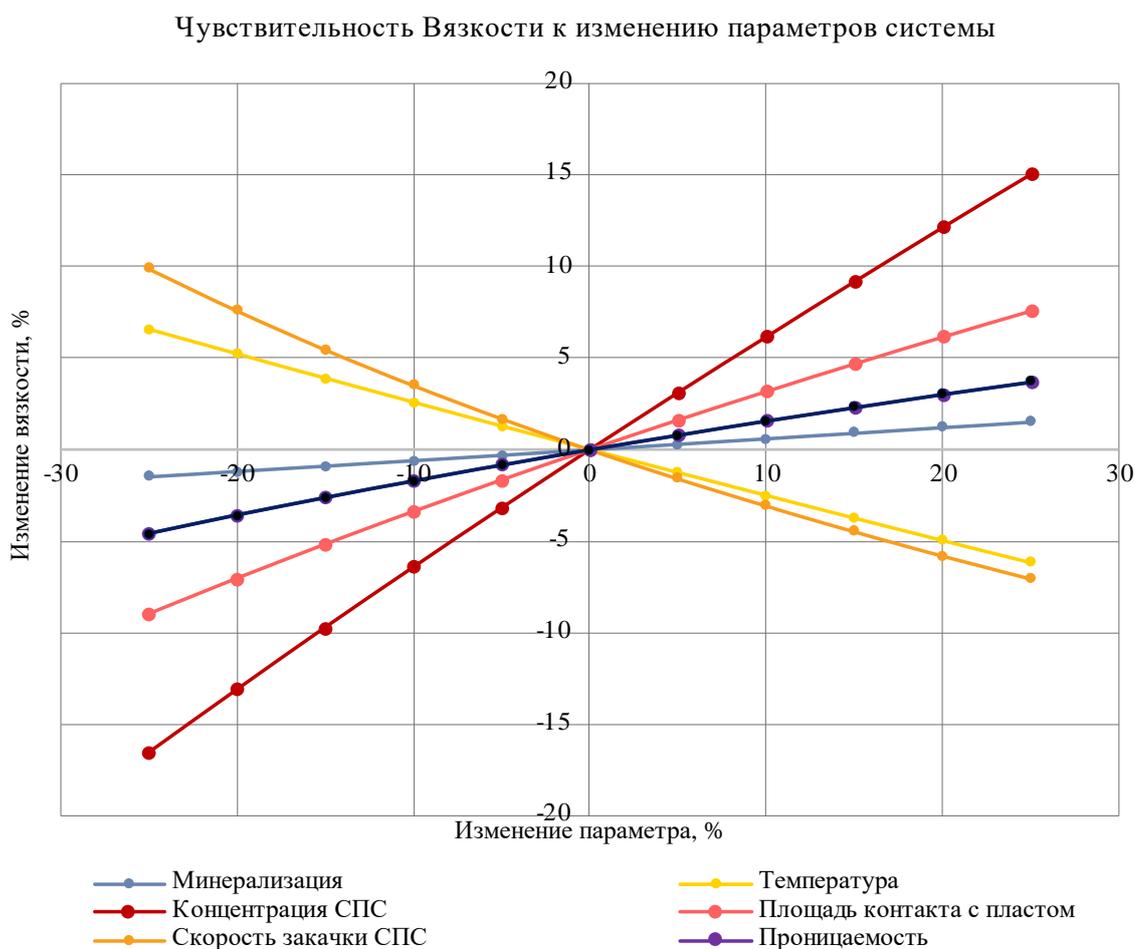


Рисунок 4.14 – Spider Plot вязкости от влияющих параметров

Данный прием показал, что увеличение концентрации СПС, площади контакта с пластом, проницаемости и минерализации среды положительно

вливают на вязкость флюида, в то время как увеличение температуры и скорости фильтрации оказывают негативный эффект. Данная особенность связана с деградацией полимера при высоких скоростях закачки, в то время как все положительные факторы характеризуют проводимость пласта и относительное сопротивление флюида входу в поровые каналы. Также, анализ диаграммы показывает, что наиболее значимые факторы влияния на процесс закачки СПС – концентрация полимера, площадь контакта с пластом и скорость закачки агента.

Для установления взаимосвязи между концентрацией СПС и эффективностью выравнивания профиля притока использовалась теория Бакли-Левретта. Данная теория позволяет численно установить параметры продвижения фронта заводнения в пространстве с использованием уравнения фракционального потока, позволяющее установить долю каждой из фаз при их совместном движении в едином потоке (4.6).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w(C)}{k_{rw}(C)} \cdot \frac{k_{ro}(C)}{\mu_o}} \quad (4.6)$$

где:

μ_w – вязкость воды, сПз;

μ_o – вязкость нефти, сПз;

k_{ro} – относительная фазовая проницаемость нефти;

k_{rw} – относительная фазовая проницаемость воды.

Как было показано выше, вязкость воды и фазовые проницаемости являются параметрами, зависимыми от концентрации СПС. Также, данная теория позволяет оценить эффективность проведения заводнения при помощи графического метода (рисунок 4.17). Построение графика фракционального потока в зависимости от водонасыщенности позволяет определить водонасыщенность за фронтом заводнения путем проведения касательной к графику обводненности в зависимости от водонасыщенности. Абсцисса точки пересечения касательной и графика является средней насыщенностью за фронтом заводнения. Получение данного параметра позволяет установить КИН

при заводнении пласта как разницу между начальным значением водонасыщенности S_{wi} и водонасыщенности после проведения заводнения:

$$\text{КИН} = \bar{S}_{wave} - S_{wi}, \quad (4.7)$$

где:

S_{wi} – начальное значение водонасыщенности;

\bar{S}_{wave} – среднее значение водонасыщенности за фронтом заводнения

Также, для учета вариаций относительных фазовых проницаемостей в зависимости от состояния системы была использована степенная аппроксимация Брукса – Кори, позволяющая устанавливать значения фазовых проницаемостей в зависимости от водонасыщенности [41]. Данная функция характеризуется степенными коэффициентами Кори для нефтяной и водной фазы, которые были рассчитаны из начального состояния системы.

$$\begin{aligned} k_{ro} &= \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_o} \\ k_{rw} &= \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_w}, \end{aligned} \quad (4.8)$$

где:

S_w – текущая водонасыщенность;

S_{or} – остаточная нефтенасыщенность;

S_{wc} – остаточная водонасыщенность;

N_o – показатель степени Кори для нефти;

N_w – показатель степени Кори для воды.

Исходя из всего вышесказанного, КИН напрямую зависит от концентрации СПС в агенте закачки. Данная зависимость была использована для получения эмпирической зависимости от концентрации сшитого полиакриламида. Получение данной зависимости заключалось в многоитерационном расчете и проведении касательных к каждому из профилей распределения насыщенности (рисунок 4.15).

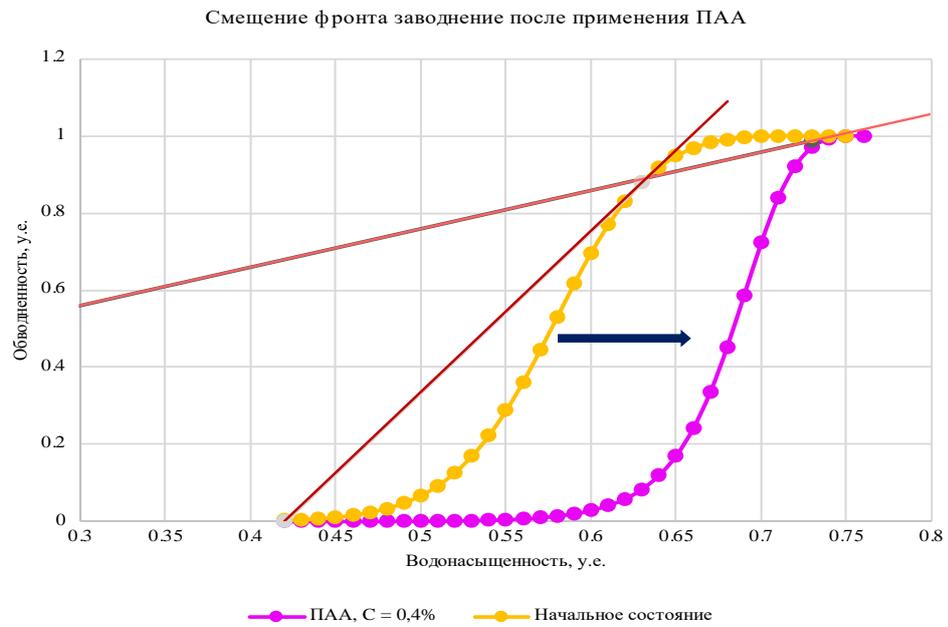


Рисунок 4.15 – Распределение насыщенности в пласте по теории Баклея-Левретта

Полученные результаты с высокой степенью достоверности были аппроксимированы логарифмической функцией, что позволяет установить зависимость КИН от концентрации для Западно-Полуденного месторождения (рисунок 4.16).

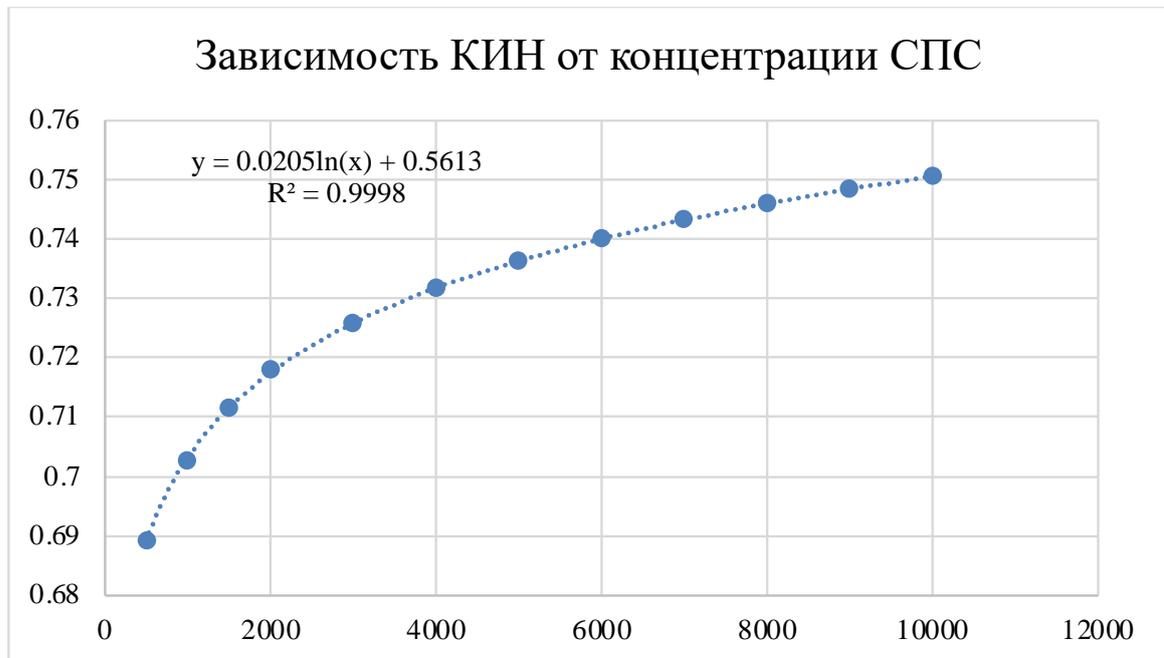


Рисунок 4.16 – Зависимость КИН от концентрации СПС

Таким образом, эффективность выравнивания профиля приемистости оценивается как разность между скважинным КИН после проведения мероприятия и начального значения КИН:

$$DRF = RF - RF_{\text{нач}}, \quad (4.9)$$

где:

DRF – изменение КИН после ВПП, у.е.;

RF – итоговый скважинный КИН, у.е.;

$RF_{\text{нач}}$ - начальный скважинный КИН, у.е.

Используя параметр DRF , не составляет сложности определить прирост добычи нефти в зависимости от концентрации СПС:

$$dQ = DRF \cdot \sum Q_{\text{нач}} = ((0.0205 \cdot \ln(C) + 0.5613) - RF_{\text{нач}}) \cdot \sum Q_{\text{нач}}, \quad (4.10)$$

где:

DRF – изменение КИН после ВПП, у.е.;

RF – итоговый скважинный КИН, у.е.;

$RF_{\text{нач}}$ - начальный скважинный КИН, у.е.;

C – концентрация СПС, ppm.

4.2.2 Расчет эффекта от ограничения водопритока

Как было сказано выше, ограничение водопритока при закачке СПС в нагнетательную скважину происходит из-за снижения относительной фазовой проницаемости по воде в гидрофильном коллекторе с последующей закупоркой промытых каналов. Данное снижение обуславливается движением флюидов в гидрофильном коллекторе, где вода является смачивающей фазой и тем самым движется преимущественно по стенкам поровых каналов (рисунок 4.17).

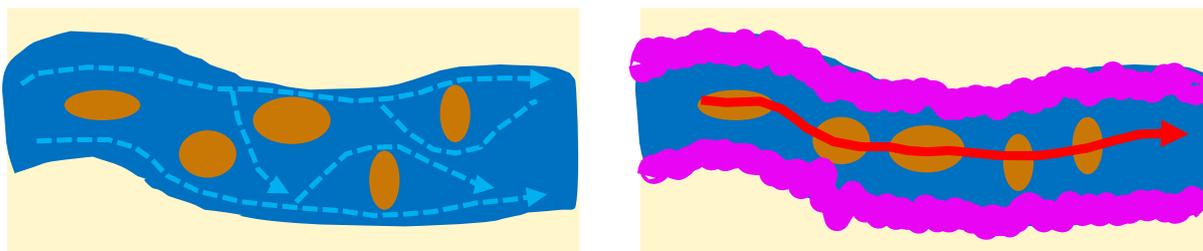


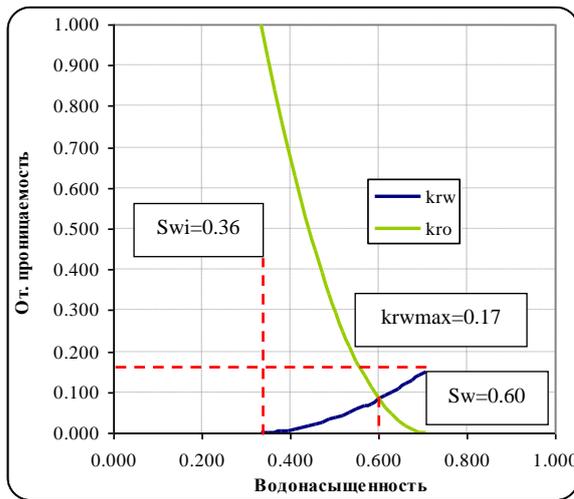
Рисунок 4.17 – Снижение ОФП по воде при внедрении полимерно смеси

Высокая гидрофильность коллектора Западно-Полуденного месторождения была подтверждена по лабораторным исследованиям относительных фазовых проницаемостей, при помощи критерия Крейга [41]. По данной метрике графически можно определить принадлежность коллектора к тому или иному типу смачиваемости. Описание критерия приведено в таблице 4.5, относительные фазовые проницаемости показаны на рисунке 4.18.

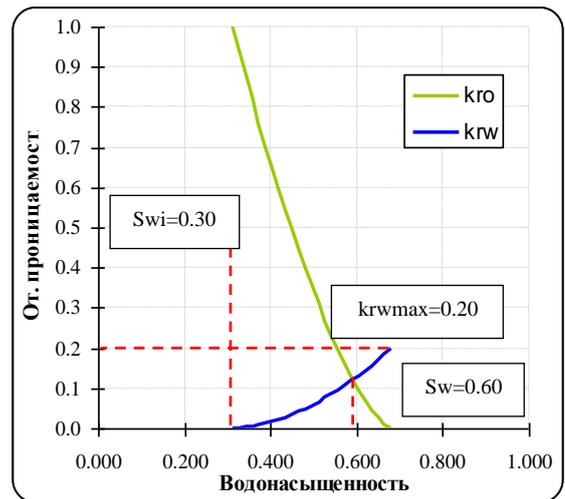
Таблица 4.5 – Критерий определения характеристики смачиваемости Крейга

	Гидрофильный	Гидрофобный
Связанная водонасыщенность	>20-25%	<15%
Насыщенность в точке пересечения k_{rw} и k_{ro}	>50%	<50%
Максимальная ОФП по воде	<0.3	>0.5

Таким образом, по критерию Крейга и лабораторным исследованиям ОФП, оба пласта Западно-Полуденного месторождения являются сильно гидрофильными, что обуславливает высокую эффективность применения СПС для ОВП.



Объект АВ₁³



Объект АВ₂

Рисунок 4.18 – Зависимость относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды от водонасыщенности коллекторов Западно-Полуденного месторождения

Основной параметр, показывающий степень снижения фазовой проницаемости в зоне проникновения СПС – фактор остаточного сопротивления (ФОС), описывающий снижение ОФП по каждой фазе относительно начального значения (4.11)

$$RRF_i = \frac{k_{ri\text{начальная}}}{k_{ri}}, \quad (4.11)$$

где: RRF_i – фактор остаточного сопротивления;
 $k_{ri\text{начальная}}$ – начальная ОФП по i -й фазе;
 k_{ri} – ОФП по i -й фазе после ОВП.

Согласно уравнению теории Пуазейля, проницаемость породы зависит от радиуса и извилистости поровых каналов. В работе [46] показано, что с размером поровых каналов связана не только абсолютная, но и фазовая проницаемость флюида со следующим соотношением (4.12), где радиус проницаемых по флюиду пор – минимальный радиус пор, проницаемых по определенной фазе.

$$r_{pi} = 1.15 \cdot \left(\frac{8 \cdot k_{ri}}{\varphi} \right)^{0.5}, \quad (4.12)$$

где: r_{pi} – радиус проницаемых по i -й фазе пор, мкм;
 k_{ri} – ОФП по i -й фазе, б.р.;

φ – пористость, у.е.

Таким образом, фактор остаточного сопротивления (4.13) может быть выражен через изменение радиуса пор ввиду адсорбции полимера:

$$RRF_i = \left(1 - \frac{H_{\text{полимера}}}{r_{pi}}\right)^{-4}, \quad (4.13)$$

где: $H_{\text{полимера}}$ – толщина адсорбированного слоя СПС.

В работе [47] приводится эмпирическая корреляция толщины слоя адсорбированного гидролизованного полиакриламида в зависимости от его концентрации в растворе и параметров пласта (4.21).

Данное уравнение было использовано для эмпирической оценки факторов остаточного сопротивления по воде и нефти с заданными пределами радиусов проницаемых пор – максимальный радиус адсорбции полимера равен максимальному поровому радиусу, что обеспечивает полную герметизацию проницаемого канала (рисунок 4.19). Коэффициенты логарифмического уравнения были подобраны под условия Западно-Полуденного месторождения.

$$H_{\text{полимера}} = 8 \cdot 10^{-7} \cdot \ln(C) - 5 \cdot 10^{-6} \quad (4.14)$$

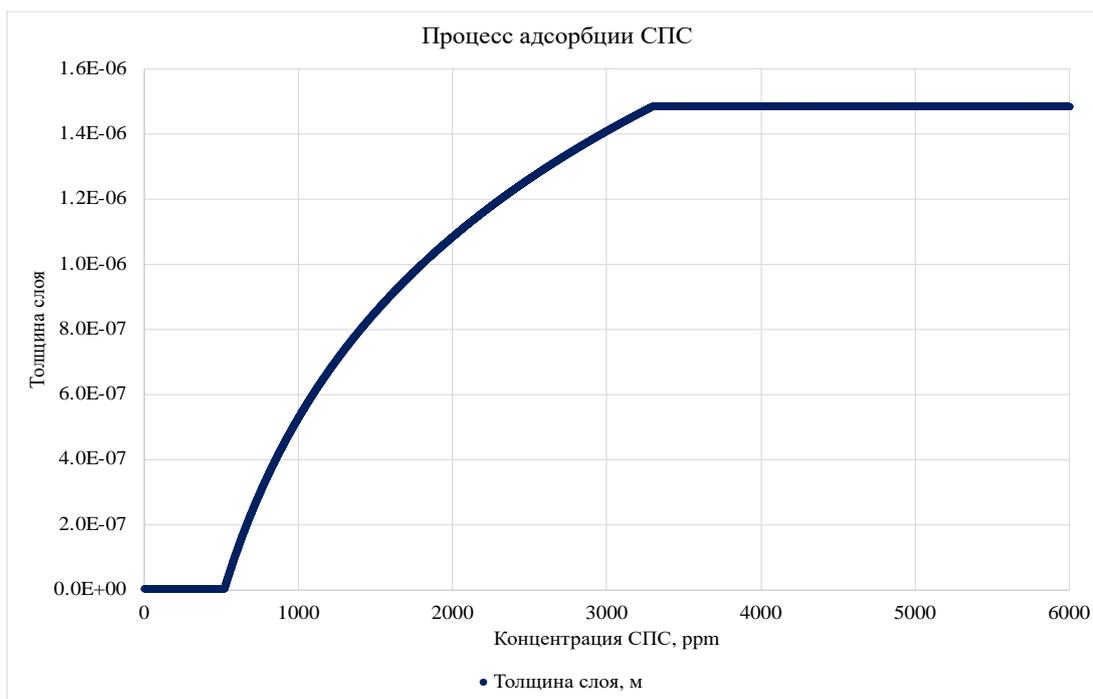


Рисунок 4.19 – Адсорбция СПС в зависимости от концентрации

Таким образом, преобразуя все уравнения, приведенные выше в одно, можно получить зависимость снижения ОФП в зоне обработки в зависимости от концентрации СПС.

$$RRF_i = \left(1 - \frac{8 \cdot 10^{-7} \cdot \ln(C) - 5 \cdot 10^{-6}}{1.15 \cdot \left(\frac{8 \cdot k_{ri}}{\varphi}\right)^{0.5}}\right)^{-4} \quad (4.15)$$

Исходя из всего вышеописанного, единственной неопределенностью для оценки влияния СПС на процесс закачки является концентрация полимера, для обеспечения максимальной эффективности мероприятия.

Уравнение для оценки эффективности применения СПС для ограничения водопритока предложено в работах [46, 47], и основывается на изменении параметров системы после введения полимерной смеси и адсорбции молекул СПС на стенках поровых каналов (4.16).

$$\frac{Q}{Q_i} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{RRF_i \cdot \ln\left(\frac{r_p}{r_w}\right) + \ln\left(\frac{r_e}{r_p}\right)}, \quad (4.16)$$

$$r_p = \sqrt{\frac{\rho_p \cdot W_p \cdot C}{\pi \cdot H \cdot (\varphi \cdot S_w \cdot C \cdot \rho_p + A_p \cdot (1 - \varphi) \cdot \rho_r)'}}$$

где:

Q – дебит фазы после ОВП, м³/сут;

Q_i – прогнозный дебит фазы до ОВП, м³/сут;

r_e – радиус дренирования скважины, м;

r_w – радиус скважины, м;

RRF_i – снижение ОФП после применения ОВП, у.е.;

r_p – радиус воздействия полимерной оторочки, м;

ρ_p – плотность породы, г/см³;

W_p – суммарный объем агента закачки, м³;

C – концентрация СПС, ppm;

H – нефтенасыщенная толщина, м;

4.2.3 Расчет эффективности применения СПС

Исходя из факторов воздействия, описанных в предыдущих разделах, была проведена оценка эффективности применения СПС на скважинах Западно-Полуденного месторождения. Для определения оптимальной концентрации применялся итеративный подход. Эффективность каждого из факторов рассчитывалась в зависимости от концентрации СПС в диапазоне от 0 до 10000 ppm.

Для оценки влияния концентрации смеси СПС на процесс снижения ОФП по водной фазе также был проведен многоитерационный расчет. Как было показано выше, степень влияния СПС на снижение ОФП зависит не только от концентрации полиакриламида, но и от скорости продвижения раствора по коллектору.

Для определения необходимой приемистости была рассчитана максимальная депрессия нагнетательных скважин, обеспечивающая эксплуатацию на давлении ниже давления АГРП, после чего был получен максимальный уровень закачки для каждой скважины по следующей формуле:

$$Q_{max} = K_{зак} \cdot (P_{забАГРП} - P_{пл}), \quad (4.17)$$

где:

Q_{max} – максимальная приемистость, м³/сут;

$K_{зак}$ – коэффициент приёмистости, м³/сут/атм;

$P_{забАГРП}$ – забойное давление, обеспечивающее АГРП, атм;

$P_{пл}$ – текущее пластовое давление, атм.

Рассчитанные показатели по выделенным нагнетательным скважинам представлены в таблице 4.6. Пластовое давление и коэффициент приемистости определялись из текущих режимов работы нагнетательных скважина на 01.04.2022. рекомендуемая приемистость устанавливалась на уровне 85% от максимальной, для обеспечения безаварийной эксплуатации скважин и для предотвращения образования трещин автоматического гидроразрыва пласта.

Таблица 4.6 – Расчет рекомендуемой приемистости

Скважина	Коэффициент приемистости, м3/сут/атм	Текущее Рпл, атм	Забойное давление АГРП, атм	Максимальная приемистость, м3/сут	Текущая приемистость, м3/сут	Рекомендуемая приемистость, м3/сут
185	4	120	270	573	500	487
191	11	180	270	952	770	809
199	7	155	270	748	560	636
514	4	213	270	203	360	172
651	5	160	270	600	500	510
315	3	134	270	405	400	344
319	3	134	270	367	380	312
452	7	153	270	867	570	737

Полученные уровни закачки были взяты как базовые для дальнейшего расчета эффективности технологии закачки СПС. Исходные параметры для расчетов эффективности представлены в таблице 4.7.

Для определения оптимальной концентрации СПС необходимо понимать, что основной и самой объективной метрикой эффективности применения технологии является не увеличение дебита, а прирост денежного потока на каждую скважину, ввиду относительно высокой стоимости СПС. Для перевода добычи нефти в денежный эквивалент были приняты следующие значения:

- Цена барреля нефти в долларах – 80 долларов;
- Обменный курс доллар-рубли – 75 руб/доллар;
- Цена барреля нефти в рублях – 6000 рублей;
- Цена тонны нефти – 23725,4 рублей;
- Цена тонны полиакриламида с ацетатом хрома (0.1%) – 200000 рублей.

Как было сказано выше, для оценки эффективности необходимо численное значение плановых уровней добычи нефти и жидкости по зависимым добывающим скважинам. Для базовых значений был взят рассчитанный профиль добычи Компании с периодом планирования 2023-2027 год. Прогнозные поскважинные уровни добычи представлены в таблице 4.8.

В качестве базовой точки для проведения процедуры закачки СПС был выбран июнь 2022 года. Длительность эффекта работы СПС была принята на уровне 6 месяцев, согласно отчету [48]. Таким образом, сравнение уровней добычи нефти производилось в период с 01.08.2022 по 01.01.2023.

Таблица 4.7 – Исходные данные по скважинам

ПАРАМЕТРЫ СКВАЖИН								
Пласт	АВ2	АВ2	АВ2	АВ1	АВ1	АВ1	АВ1	АВ1
Скважина	185	191	199	514	651	315	319	452
Na+	7638	7638	7638	7134	7134	7134	7134	7134
Ca++	361	361	361	337	337	337	337	337
Mg++	109	109	109	102	102	102	102	102
Cl-	6641	6641	6641	6202	6202	6202	6202	6202
HCO3-	849	849	849	793	793	793	793	793
SO4--	0	0	0	0	0	0	0	0
pH	7	7	7	7	7	7	7	7
Минерализация, ppm	21200	21200	21200	19800	19800	19800	19800	19800
Температура, °С	55	55	55	55	55	55	55	55
Площадь контакта, см ²	118752	284157	296881	96133	65031	171060	115925	86237
Закачка, см ³ /sec	6632	11015	8659	2349	6939	4691	4250	10034
Проницаемость, mD	29	79	20	34	59	16	21	181
Пористость	0.26	0.27	0.25	0.24	0.25	0.25	0.24	0.25
Вязкость нефти, сПз	2	2	2	2	2	2	2	2
Пластовое давление, атм	120	180	155	213	160	134	134	153
Плотность породы, г/м ³	3	3	3	3	3	3	3	3
Адсорбция полимера, мг/г	2341	1110	3120	2104	1377	3724	2989	590
Расчлененность коллектора, у.е.	2.5	2.5	2.5	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
Sor, у.е.	0.30	0.30	0.30	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Swi, у.е.	0.36	0.36	0.36	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
krw max, у.е.	0.17	0.17	0.17	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
kro max, у.е.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Продолжение таблицы 4.7

Вязкость воды, сПз	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
Поровый радиус k_{rw} , м	4E-07	7E-07	4E-07	5E-07	7E-07	4E-07	4E-07	1E-06
Поровый радиус k_{ro} , м	1E-06	2E-06	9E-07	1E-06	2E-06	8E-07	1E-06	3E-06
Начальная подвижность	0.51	0.51	0.51	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59
Давление АГРП, атм	270	270	270	270	270	270	270	270
% пор меньше R гранул полимера	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0
Эффективная пористость	0.19	0.19	0.20	0.21	0.20	0.20	0.21	0.20
ННТ, м	8.4	20.1	21.0	6.8	4.6	12.1	8.2	6.1
Расстояние до добывающей скважины, м	800.0	800.0	800.0	800.0	800.0	800.0	800.0	800.0
Радиус закачки, м	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0	600.0
Приемистость предельная, м ³ /сут	573.0	951.7	748.1	202.9	599.5	405.3	367.2	867.0
Рекомендуемая приемистость, м ³ /сут	487.1	809.0	635.9	172.5	509.6	344.5	312.1	736.9

Таблица 4.8 – Прогнозные уровни добычи										
Прогноз добычи нефти по скважинам БП23-27, тонн										
Скважина/ дата	01.04.2022	01.05.2022	01.06.2022	01.07.2022	01.08.2022	01.09.2022	01.10.2022	01.11.2022	01.12.2022	01.01.2023
450	316.2	313.1	309.0	304.1	298.4	291.9	284.6	276.8	268.3	259.3
502	77.2	76.4	75.4	74.2	72.8	71.2	69.5	67.6	65.5	63.3
323P	169.3	167.7	165.5	162.8	159.8	156.3	152.4	148.2	143.7	138.9
187	191.2	189.3	186.9	183.9	180.4	176.5	172.1	167.4	162.3	156.8
190	59.3	58.7	58.0	57.1	56.0	54.8	53.4	51.9	50.3	48.7
316	36.0	35.6	35.2	34.6	34.0	33.2	32.4	31.5	30.5	29.5
316	36.0	35.6	35.2	34.6	34.0	33.2	32.4	31.5	30.5	29.5
648	259.2	256.6	253.3	249.3	244.6	239.2	233.3	226.9	219.9	212.6
316	36.0	35.6	35.2	34.6	34.0	33.2	32.4	31.5	30.5	29.5
245	410.7	406.6	401.3	394.9	387.5	379.0	369.7	359.5	348.5	336.8
251	76.9	76.1	75.1	73.9	72.6	71.0	69.2	67.3	65.2	63.1

Прогноз добычи жидкости по скважинам БП23-27, тонн										
Скважина/ дата	01.04.2022	01.05.2022	01.06.2022	01.07.2022	01.08.2022	01.09.2022	01.10.2022	01.11.2022	01.12.2022	01.01.2023
450	10540.8	10748.2	10937.0	11106.7	11257.2	11388.4	11500.4	11593.8	11669.1	11727.3
502	3859.2	3996.9	4136.1	4277.5	4422.2	4571.6	4727.4	4892.0	5068.3	5260.5
323P	5644.8	5755.8	5856.9	5947.9	6028.4	6098.7	6158.7	6208.7	6249.0	6280.2
187	9561.6	9902.7	10247.5	10598.0	10956.6	11326.7	11712.7	12120.4	12557.3	13033.4
190	2966.4	3072.2	3179.2	3287.9	3399.2	3514.0	3633.8	3760.2	3895.8	4043.5
316	3600.0	3912.6	4281.0	4726.3	5281.4	6000.6	6980.7	8411.0	10719.8	15124.8
316	3600.0	3912.6	4281.0	4726.3	5281.4	6000.6	6980.7	8411.0	10719.8	15124.8
648	6480.0	6556.8	6618.1	6663.5	6692.8	6706.1	6703.5	6685.1	6651.3	6602.6
316	3600.0	3912.6	4281.0	4726.3	5281.4	6000.6	6980.7	8411.0	10719.8	15124.8
245	20534.4	21266.9	22007.5	22760.1	23530.2	24325.1	25154.0	26029.6	26967.9	27990.3
251	7689.6	8357.3	9144.3	10095.4	11281.0	12817.3	14910.8	17965.8	22897.6	32306.6

Суммарная аналитическая оценка эффективности может быть выражена следующей зависимостью:

(4.18)

$$dCF = dCF_{\text{ОВП}} + dCF_{\text{ВПП}} - N_{\text{СПС}} \cdot P_{\text{СПС}};$$

$$dCF_{\text{ОВП}} = dQ_{\text{ОВП}} \cdot 1000 \cdot P_{\text{нефть}};$$

$$dCF_{\text{ВПП}} = dQ_{\text{ВПП}} \cdot 1000 \cdot P_{\text{нефть}},$$

где:

dCF – суммарный прирост денежного потока, руб.;

$dCF_{\text{ОВП}}$ – прирост денежного потока от ОВП, руб.;

$dCF_{\text{ВПП}}$ – прирост денежного потока от ВПП, руб.;

$N_{\text{СПС}}$ – масса закачиваемого СПС, т.;

$P_{\text{СПС}}$ – цена тонны СПС, руб.;

$P_{\text{нефть}}$ – цена тонны нефти, руб.

График зависимости прироста денежного потока от массы полиакриламида представлен на рисунке 4.20 на примере скважины №651. Точка перегиба характеризует оптимальную массу полиакриламида, которая позволяет достичь наибольшего суммарного эффекта при закачке СПС в данную скважину. Данные итерационные расчеты были проведены для всех скважин-кандидатов, для каждой из которых была определена необходимая масса полиакриламида при фиксированном уровне рекомендуемой закачки. Суммарные показатели по всем скважинам-кандидатам представлены в таблице 4.9.

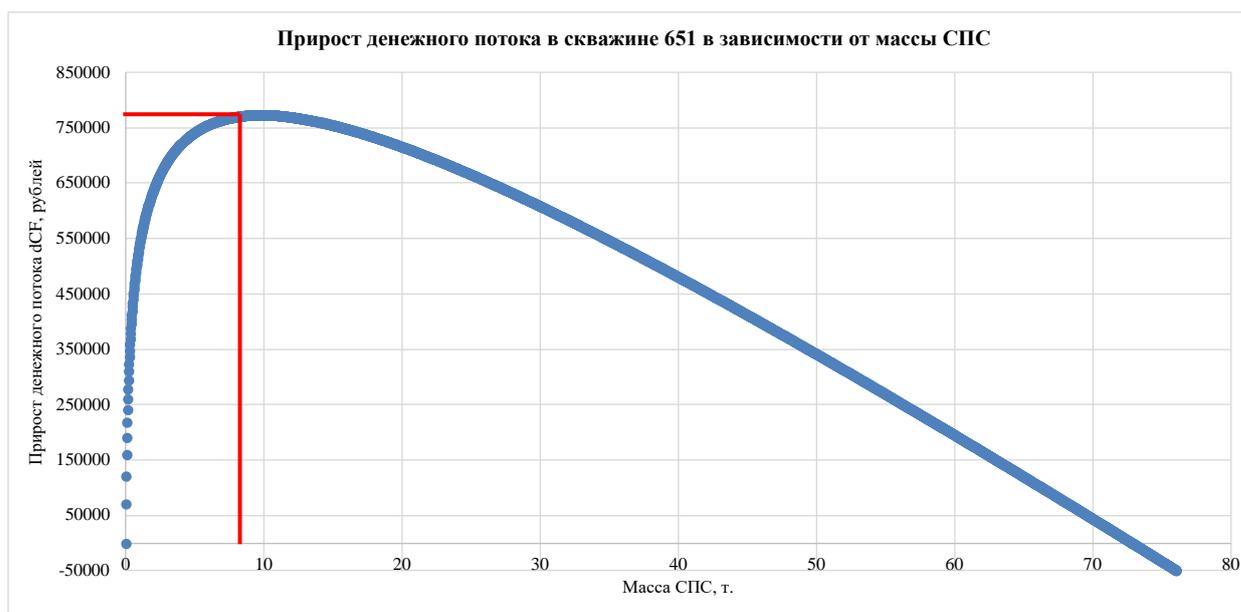


Рисунок 4.20 – Поскважинная эффективность применения СПС

Таблица 4.9 – Результаты расчетов по предлагаемой методике

Скважина	Пласт	Масса СПС, т.	Прирост добычи за счет ОВП, т.	Прирост добычи за счет ВПП, т.	Удельный прирост добычи на тонну СПС, т./т.	Прирост добычи, т.	Прирост CF, руб.
185	AB2	4.86	26.89	0.04	5.54	26.93	375618
191	AB2	10.54	55.84	0.01	5.30	55.86	779131
199	AB2	4.82	27.83	0.00	5.78	27.83	388172
Пласт AB2		20.22	110.56	0.05	16.62	110.62	1542920

Продолжение таблицы 4.9

514	AB1	5.63	33.61	0.00	5.97	33.61	468790
651	AB1	9.83	55.19	0.22	5.63	55.41	772855
315	AB1	4.42	27.22	0.00	6.15	27.22	379663
319	AB1	4.84	29.44	0.00	6.08	29.44	410627
452	AB1	4.47	27.23	0.22	6.15	27.45	382871
Пласт AB1		29.19	172.68	0.44	29.99	173.12	2414666
Сумма		49.41	283.25	0.49	46.60	283.74	3138000

Исходя из всего вышеописанного, была разработана методология по оценке необходимого количества сшитых полимерных гелей и эффективности их применения на Западно-Полуденном месторождении. Видно, что закачка полимерной оторочки оказывает несущественный эффект на выравнивание профиля приемистости ввиду малого объема закачки и высокой степени обводненности продукции. Основной эффект от закачки СПС заключается в ограничении водопритока в наиболее промытых участках пласта, что позволяет увеличить нефтеотдачу и эффективность закачки. Суммарный эффект по восьми скважинам-кандидатам, рассмотренным в работе, составил 284 тонны дополнительно добытой нефти в промежутке с августа 2022 по декабрь 2022, что составляет дополнительные 5% от прогнозного уровня добычи. Данная методология подтверждает эффективность применения СПС на месторождениях поздней стадии разработки, необходимо тиражирование технологии на другие месторождения Компании. Для дальнейшего планирования внедрения технологии СПС необходим детальный анализ текущего состояния разработки месторождения и каждого из кандидатов индивидуально.

5 Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность

Целью данного раздела являются анализ расчётов эффективности и целесообразности применения технологии ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем на нагнетательных скважинах. В связи с этим, проводится экономический расчёт затрат на проведение технологических операций и результатов применения этих технологий.

5.1 Исходные данные для расчета экономической эффективности проведения технологии ОВП

Произведем экономический расчет полученного прироста добычи нефти. Расчетный период примем 9 месяцев 2022 года, т.к. проведение операций начинало отсчет с 01.04.2022 года.

Таблица 5.1. Исходные данные для расчета влияния мероприятия на основные технико-экономические показатели на 01.04.2022 г.

№ п.п.	Показатели	Един. изм.	Абс. знач.
1.	Объем операций	скв.	8
2.	Дополнительная добыча нефти	тыс. т	0,284
3.	Цена нефти (за 1т.)	руб.	23725,4
4.	Нормативное время проведения 1 операции	час	30
5.	Стоимость 1 т. полиакриламида с ацетатом хрома (0,1%)	тыс. руб.	200
6.	Себестоимость добычи 1 т. нефти	руб.	9785
7.	Налог на прибыль	%	20
8.	Страховые взносы	%	30
9.	Численность рабочего персонала	чел.	5
10.	Премия	%	50
11.	Районный коэффициент	%	20

5.2 Расчет капитальных вложений на проведение мероприятия

5.2.1 Расчет материалов

Исходя из данных таблицы 5.1 стоимость необходимых материалов на 8 скважино-операций составит 2,4 млн рублей.

Ввиду проведенных исследований в диссертационной работе в части обоснования геолого-технического мероприятия дополнительная добыча нефти

помесячно за 2022 год представлена в таблице 5.2. При этом цена за 1 тонну нефти в рублях принимается одинаковой за весь период исследования.

Таблица 5.2 Дополнительная добыча нефти и цены

Добыча	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого
Нефть, тыс.т	0,038	0,036	0,035	0,033	0,031	0,030	0,028	0,027	0,025	0,284
Нефть, т	38,400	36,480	34,656	32,923	31,277	29,713	28,228	26,816	25,475	283,968
Стоимость нефти, руб/т	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4	23725,4

5.2.2 Расчет заработной платы

Операции по ОВП с применением СПС проводятся бригадой из 5 человек в составе ведущего инженера, оператора по добыче, электрика, мастера и механика. Расчет заработной платы для состава бригады представлен с учетом тарифной ставки, районного коэффициента (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Расчет заработной платы сотрудникам

Должность	Кол-во	Тарифная ставка руб./час	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Район. коэф.	Премия 50%	Итоговая ЗП за 8 операций
Ведущий инженер	1	343,29	82389,6	98867,52	148301,28	247168,8
Оператор по добыче	1	278,76	66902,4	80282,88	120424,32	200707,2
Электрик	1	298,32	71596,8	85916,16	128874,24	214790,4
Мастер	1	234,11	56186,4	67423,68	101135,52	168559,2
Механик	1	205,09	49221,6	59065,92	88598,88	147664,8
Итого				391556,16	587334,24	978890,4

После проведенных расчетов следует, что заработная плата 5-ых работников с учетом коэффициентов за 8 скважино-операций составляет 978890,4 рубля.

5.2.3 Расчет страховых отчислений в государственные внебюджетные фонды

Расчет страховых взносов в государственные внебюджетные фонды (Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования) при проведении рассматриваемых операций представлен в таблице 5.4. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 5.4 – Страховые отчисления в государственные внебюджетные фонды

Показатель	Ведущий инженер	Оператор по добыче	Электрик	Мастер	Механик
Кол-во работников	1	1	1	1	1
Заработная плата, руб.	247168,8	200707,2	214790,4	168559,2	147664,8
ФСС (2,9%)	7167,8952	5820,5088	6228,9216	4888,2168	4282,2792
ПФР (22%)	54377,136	44155,584	47253,888	37083,024	32486,256
ФОМС (5,1%)	12605,609	10236,0672	10954,3104	8596,5192	7530,9048
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	988,6752	802,8288	859,1616	674,2368	590,6592
Всего, руб.	75139,315	61014,9888	65296,2816	51241,9968	44890,099
Общая сумма, руб.	297582,6816				

Для расчета накладных расходов воспользуемся следующей формулой:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{пр}}, \quad (5.1)$$

где $k_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы ($k_{\text{пр}}=0,16$).

Таблица 5.5 Бюджет затрат на проведение ОВП

Статьи затрат	Сумма, руб.
Материалы	1600000
Заработная плата	978890,4
Страховые взносы	297582,68
Итого	2876473,08
Накладные расходы 20%	575294,616
Общая сумма	3451767,7

Таким образом, определение бюджета затрат на проведение операций по ОВП приведено в таблице 5.5

5.3 Расчет эксплуатационных затрат и налоговых платежей

Следующим шагом рассчитываются эксплуатационные затраты. Расчет амортизационных отчислений производится для исследуемых нагнетательных скважин с нормой амортизации 14,29%. В данном случае за рассмотренный период 2022 года амортизационные отчисления составляют 250 тыс. руб. (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – НДС и амортизационные отчисления

Параметр	Сумма	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого
НДС	млн руб	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9
Амортизация	млн руб	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,250

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти (НДС) рассчитан с учетом ст. 342 НК РФ по формуле 5.2 и представлен в таблице 5.6:

$$\text{НДС} = 919 * K_{ц} - D_{м}, \quad (5.2)$$

где

$K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$D_{м}$ – показатель, характеризующего особенности добычи нефти, определяется в порядке, установленном статьей 342.5 НК РФ.

Ставка НДС за 1 тонну нефти равна 2538,46 руб. Расчет производился за исследуемый промежуток 2022 года, после чего разбит на равные части по месяцам, так как НДС оплачивается раз в год, а не ежемесячно.

Налог на имущество рассчитывался от среднегодовой стоимости основных производственных фондов, которые в себя включают стоимости сооружений, транспортных средств, оборудование, инструменты, используемые для данных исследуемых операций по ОВП (таблица 5.7).

5.4 Оценка экономической эффективности мероприятия

Для определения экономической эффективности мероприятий научно-технического прогресса, а также инвестиционных проектов используется целый ряд методических документов. Наиболее распространенными из них являются:

1. Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [57];

2. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96) [51];

3. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение НТП в нефтяной промышленности (РД 39-01/06-0001-89) [50].

В настоящее время основным методическим документом по определению экономической эффективности инвестиционных проектов по разработке нефтегазовых месторождений является первая разработка. Экономическую эффективность инвестиционных проектов предлагается оценивать с использованием следующих показателей:

- чистый дисконтированный поток (доход) денежной наличности (ЧДД);
- прибыль от реализации (Π_t);
- внутренняя норма рентабельности (дохода) (ВНД)
- индекс доходности (ИД);
- период окупаемости вложенных средств.

Чистый дисконтированный поток денежной наличности представляет собой разницу между суммой дисконтированных денежных поступлений и суммой дисконтированных затрат и капитальных вложений:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(P_t - Z_t + AM_t - H_t) - K_i}{(1 + E_H)^t}, \quad (5.3)$$

где

H_t – сумма налогов, руб.,

P_t – стоимостная оценка результатов от реализации продукции в t -м году;

Z_t – полные издержки на осуществление проекта без амортизационных отчислений за год t ;

AM_t – амортизационные отчисления.

K_t – инвестиционные вложения на осуществление мероприятия в t -ом году;

T – срок службы мероприятия, лет;

t – момент времени (соответствующий год мероприятия) $(0, 1, 2, \dots, T)$;

E – ставка (норма дисконта).

Выручка от реализации продукции (P_t) определяется по формуле:

$$P_t = (\Delta A_H * C_H + \Delta A_G * C_G)_t \quad (5.4)$$

где

C_H, C_G – соответственно цена реализации нефти и газа в t -ом году;

$\Delta A_H, \Delta A_G$ – соответственно прирост добычи нефти и газа в t -ом году.

Полные издержки на осуществление проекта (Z_t) включают: эксплуатационные затраты (без учета амортизационных отчислений, но с включением налогов и платежей, включаемых в себестоимость добычи нефти); налог на добавленную стоимость; акцизный сбор; налог на имущество; налог на прибыль; местные налоги не включаемые в себестоимость, транспортные и экспортные расходы.

Прибыль от реализации продукции (Π_t) определяется по формуле:

$$\Pi_t = \sum_{t=0}^T \frac{P_t - Z_t - H_t}{(1+E_H)^t}, \quad (5.5)$$

где

H_t – сумма налогов.

Внутренняя норма рентабельности (ВНД) представляет собой то значение дисконта, при котором сумма чистого дохода от инвестиций равна сумме инвестиций, т.е. инвестиционные вложения окупаются. В данном случае определяется значение норматива дисконтирования, когда величина суммарного потока денежной наличности за расчетный период равна нулю:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(P_t - Z_t + AM_t) - K_t}{(1+E_{BH})^t} = 0, \quad (5.6)$$

где

$E_{ВН}$ – внутренняя норма рентабельности (доходности).

Внутренняя норма рентабельности показывает максимальную ставку за инвестиции, при которой они остаются безубыточными. Рассчитанная ВНД сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, то инвестиции в данный инвестиционный проект оправданы и может рассматриваться вопрос о его принятии. В противном случае инвестиции в данный проект нецелесообразны. Расчет $E_{ВН}$ производится методом подбора (проб и ошибок). Проводить его удобнее в табличной, с переносом на график, формах.

Индекс доходности (ИД) характеризует величину отдачи вложенных средств и определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \sum_{t=0}^T \frac{P_t - Z_t + AM_t}{(1+E)^t} : \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+E)^t}, \quad (5.7)$$

Величина индекса доходности тесно связана с величиной дисконтированного дохода и показывает величину дохода на один рубль инвестиционных вложений. Инвестиционные вложения считаются эффективными, если $\text{ИД} > 1$.

Срок окупаемости (T_0) – это продолжительность периода, в течение которого сумма дисконтированных доходов становится равной сумме дисконтированных инвестиционных расходов. Другими словами – это число лет, по истечению которых начальные отрицательные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Если такой момент времени определить нельзя, то проект считается неэффективным.

Срок окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t_0}^{T_0} \frac{(P_t - Z_t + AM_t) - K_t}{(1+E)^t} = 0, \quad (5.8)$$

где

T_0 – период возврата вложенных средств, годы;

Срок определяется путем последовательных расчетов по годам.

Результаты расчетов представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Итоговая таблица оценки экономической эффективности

Экономическая эффективность проекта											
	Ед. изм.	Итого	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	0,284	0,038	0,036	0,035	0,033	0,031	0,030	0,028	0,027	0,025
Накопленная добыча нефти	тыс. т	-	0,038	0,075	0,110	0,142	0,174	0,203	0,232	0,258	0,284
Эксплуатационные затраты (без НДС), в т.ч.:	млн руб	1,790	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199	0,199
амортизационные отчисления	млн руб	0,250	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
Инвестиции	млн руб	0,270	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
Ежегодные эксплуатационные расходы	млн руб	0,770	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
Цена реализации нефти без НДС	руб /т	-	23 725,40	23 725,40	23 725,40	23 725,40	23 725,40	23 725,40	23 725,40	23 725,40	23 725,40
			23,73	23,73	23,73	23,73	23,73				
Операционная деятельность по проекту											
	Ед. изм.	Итого	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Выручка	млн руб	6,737	0,911	0,866	0,822	0,781	0,742	0,705	0,670	0,636	0,604
Эксплуатационные затраты (без НДС), т.ч.	млн руб	1,890	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
НДС	млн руб	0,900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Валовая прибыль	млн руб	3,947	0,601	0,556	0,512	0,471	0,432	0,395	0,360	0,326	0,294
Налог на прибыль	млн руб	0,789	0,120	0,111	0,102	0,094	0,086	0,079	0,072	0,065	0,059
Налог на имущество	млн руб	0,081	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Итого налоги	млн руб	0,870	0,129	0,120	0,111	0,103	0,095	0,088	0,081	0,074	0,068
Чистая прибыль	млн руб	3,158	0,481	0,444	0,410	0,377	0,346	0,316	0,288	0,261	0,236
Финансовые показатели проекта											
	Ед. изм.	Итого	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Денежный поток	млн руб	3,138	0,479	0,442	0,408	0,375	0,343	0,314	0,286	0,259	0,233
Накопленный денежный поток	млн руб	-	0,479	0,921	1,328	1,703	2,047	2,360	2,646	2,905	3,138
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) (i = 15%)	млн руб	2,095	0,393	0,703	0,947	1,236	1,460	1,633	1,833	1,983	2,095

5.5 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Финансово-экономическая оценка нефтяных проектов базируется на некоторых показателях, часть которых может неожиданно измениться, тогда как другая часть вообще не может быть определена точно. Процедура, исследующая влияние таких изменений или ошибок в определении численных исходных данных на важнейшие; показатели < проекта, получила название анализа устойчивости проекта. Он вкратце сводится к следующему:

- в качестве переменной выбирается один из численных показателей, все остальные считаются постоянными и имеют некоторые заданные значения (проектные);
- выбирается разумный диапазон возможных колебаний изменений;
- для крайних значений этого диапазона и для проектируемого значения переменной рассчитываются все важнейшие показатели оценки проекта (например, IRR, NPV, период окупаемости) и таким образом определяется влияние на них выбранной переменной.

Получившиеся данные можно использовать для построения лучевых диаграмм (рисунок 5.1-5.2). На них серия графиков показывает, как изменяются одни (зависимые) параметры финансово-экономической оценки при изменении одного из независимых показателей проекта.

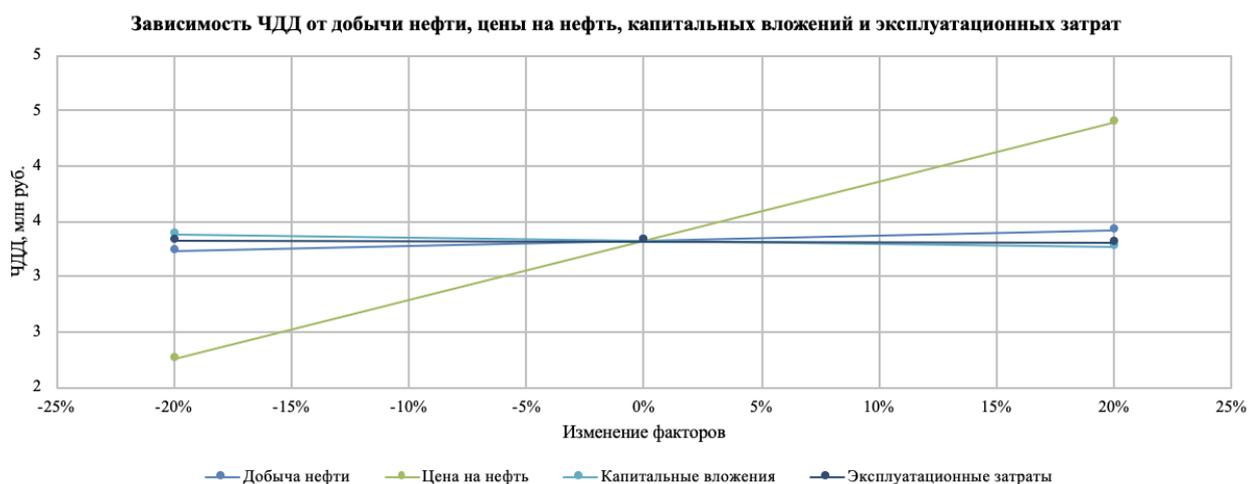


Рисунок 5.1 – Зависимость ЧДД от исследуемых параметров

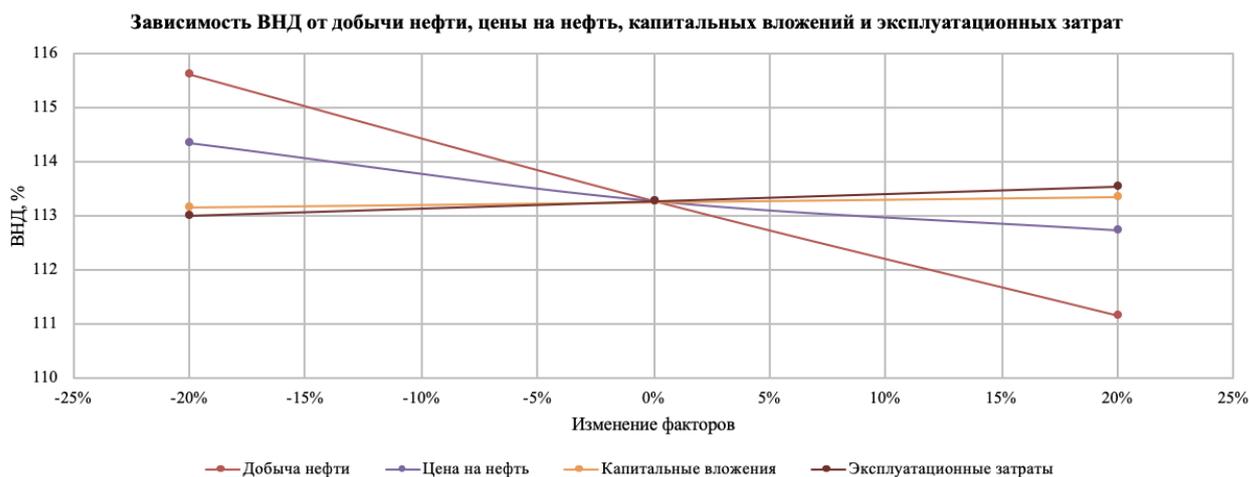


Рисунок 5.2 – Зависимость ВНД от исследуемых параметров

В ходе анализа чувствительности определили, что данный проект является рентабельным при изменении факторов в пределах -20...20% также остается рентабельным.

Вывод к разделу:

Внедрение технологии ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем имеет большое значение для рационального использования сырьевых, топливно-энергетических и других материальных ресурсов.

Результаты расчета накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) показали, что проведение такого мероприятия экономически выгодно, поскольку:

1. Прирост добычи нефти составил 284 тонн;
2. Накопленный поток денежной наличности 3,138 млн. рублей;
3. Чистая прибыль составила 4,137 тыс. рублей.

Срок окупаемости проводимых мероприятий составляет 1 месяц. Проведение данных мероприятий рационально.

Проведя анализ чувствительности проекта к риску и построив лучевые диаграммы, определили, что внедрение такого мероприятия экономически выгодно.

Анализ чувствительности проекта к риску позволил выявить склонность проекта к риску при увеличении текущих затрат, но не на много значительнее остальных факторов, влияющих на проект.

6 Социальная ответственность

Технологический процесс применения технологии ОВП с применением СПС осуществляется с использованием агрегатов и оборудования при воздействии высокими давлениями различными веществами (сшитый полиакриламид с применением ионов Cr^{3+}) и требует строгого соблюдения техники безопасности в соответствии с правилами и нормами КРС скважин: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору. При выполнении работ также необходимо руководствоваться: планом работ, технологической картой, технологическим регламентом на проведение мероприятий. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках Западно-Полуденного месторождения АО «Томскнефть» ВНК.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На месторождениях все работы регламентируются договором между работодателем и работником. Особенности работы вахтовым методом прописаны в главе 7 ТК РФ [2]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. В федеральных государственных учреждениях и органах порядок выплаты и размер надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Работодатель обязуется:

Обеспечить здоровые и безопасные условия труда работникам на основе комплекса социально-трудовых, организационно-технических, лечебно-профилактических и санитарно-гигиенических мероприятий в соответствии с

действующим законодательством и настоящим коллективным договором.

Не применять каких-либо мер дисциплинарного воздействия в отношении работников, отказавшихся от выполнения работ в случае возникновения опасности для их жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда либо выполнения тяжелых работ и работ с вредными и (или) опасными условиями труда, не предусмотренных трудовым договором.

Применять дисциплинарные взыскания или иные меры воздействия к работникам, нарушающим правила охраны труда, вплоть до расторжения трудового договора согласно действующему законодательству.

Обеспечить проведение поэтапной аттестации рабочих мест по условиям труда. Обеспечить участие представителей Профкома в комиссиях по аттестации рабочих мест.

Организовать проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течении трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников в соответствии с медицинскими рекомендациями, с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров (обследований).

Не допускать работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения в установленные сроки обязательных медицинских осмотров (обследований), а также в случае медицинских противопоказаний.

Организовать профессиональную переподготовку и предоставление другой работы (при её наличии) работникам, имеющим медицинское противопоказание по прежней должности.

Общество (АО «Томскнефть» ВНК) обязуется в пределах сметы, утвержденной руководством предприятия:

1. Обеспечить реализацию дополнительных, в связи с работой и проживанием в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, льготы работникам и членам их семей.

2. Оплачивать один раз в два года работнику и неработающим членам его

семьи (мужу, жене, несовершеннолетним детям) проезд к месту использования отпуска работника в пределах территории Российской Федерации и обратно независимо от времени использования отпуска.

3. Руководитель работ планирует размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, хим. реагентов, нефти, а также взрыва, пожара на рабочий персонал принимает решения о проведении работ, предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение.

Оплату проезда в отпуск и обратно неработающим членам семьи работника производить при условии их проживания в местности, приравненной к районам Крайнего Севера. Кроме того, оплате также подлежит проезд к месту использования отпуска в пределах Российской Федерации и обратно супруга (супруги) работника, в том числе состоящих в трудовых отношениях, и несовершеннолетних детей при использовании отпуска, в том числе и не в месте использования отпуска работником, при условии их проживания с работником в местности, приравнённой к районам Крайнего Севера.

Выплачивать единовременную материальную помощь в качестве возмещения вреда, причиненного работникам в результате несчастных случаев или острых профессиональных заболеваний при исполнении им своих трудовых обязанностей, в размерах превышающих установленные действующим законодательством РФ.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [3]. Эргономические требования к производственному оборудованию должны устанавливать его соответствие антропометрическим, физиологическим, психофизиологическим и психологическим свойствам человека и обусловленным этими свойствами гигиеническим требованиям с целью сохранения здоровья человека и достижения высокой эффективности труда.

6.2 Производственная безопасность

В связи с ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ [4] один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может оказаться либо вредным, либо опасным, поэтому разделяются они следующим образом, как приведено в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при применении гелеобразующих технологий

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума и вибрации	-	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ.
2. Токсические вещества в рабочей зоне	-	+	+	ГН 2.2.5.3532–18.
3. Повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ.
4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	-	-	+	СанПиН 2.2.4-548-96 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.4.103-83
5. Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования	-	-	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ

6.3 Анализ вредных производственных факторов

6.3.1 Повышенный уровень шума и вибрации

Шум агрегатов (насосных и химических) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т. п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты

(головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определенных значений напряженности (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА (ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ) [5]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд степени	Тяжелый труд степени	Тяжелый труд степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	69	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать СИЗ, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [12]. При значении уровня вибрации 92 дБ частота составляет 63 Гц. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

6.3.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Все это оказывает вредное воздействие на организм человека –

переохлаждение может стать причиной ухудшение состояния здоровья человека. Вследствие этого надо уделять внимание времени работы на открытом воздухе – таблицы 6.3.

Таблица 6.3 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат*

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"-
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

* Учтена наиболее вероятная скорость ветра (3,6 м/с).

Помимо этого, необходимо обеспечивать сотрудника специальной формой в соответствии с ГОСТ 12.4.103-83 [6].

6.3.3 Токсические вещества

На месте при проведении работ закачивают химические реагенты (сшитый полиакриламид с применением соли хрома), которые являются источниками и других вредных веществ. Данные реагенты являются опасными для воздуха на рабочих местах. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ

Показатели	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды предельные C ₂ – C ₁₀	900	4
Соли хрома Cr ³⁺	0,06/0,02	1
Полиакриламид	10	4

В соответствии с ГН 2.2.5.3532–18 [7] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 6.5.

Таблица 6.5 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м ³	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высокоопасные	0,1 – 1	Хлор, серная кислота
3	Умеренно-опасные	1,1 – 10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с реагентами, должен быть оборудован очками, спецодеждой и перчатками из суконной или другой реагентоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

6.3.4 Повышенное значение напряжения

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражен током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) - ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [8].

Таблица 6.6 – Воздействие различных сил тока на организм человека

Сила тока, мА	Воздействие
20 – 25	Затруднение дыхания, паралич рук
50 – 80	Паралич дыхания
90 – 100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

6.3.5 Движущиеся машины; подвижные части производственного оборудования

При проведении операций по ОВП приходится работать с крупногабаритным подвижным оборудованием, которое может причинить вред здоровью человека. Для его предотвращения необходим инструктаж с персоналом, оборудования опасных устройств защитными ограждениями, предупреждающими табличками. При этом люди не должны работать вблизи движущихся механизмов.

6.4 Анализ опасных производственных факторов

6.4.1 Пожаровзрывоопасность

На кустовой площадке велик риск пожара или взрыва, так как, добываемые углеводороды являются горючим веществом. Активный способ обеспечения пожаробезопасности подразумевает применение средств пожаротушения, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используют жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные, твердые вещества и воду.

6.4.2 Высокое давление

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Восстановление в скважинах происходит по-разному, давление может восстановиться до 250 кгс/см². Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

6.4.3 Механические опасности

Процесс восстановления давления индивидуальный для каждой скважины. Фонтанная арматура имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Также опасность для сотрудника представляет трубопровод. Поэтому очень важно использовать козухи и заградительные ограждения, чтобы исключить травмирования сотрудника.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, а также проверку

состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [11]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

6.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов

Безопасность проведения операций зависит, в основном, от соблюдения «Инструкции по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» (ИПБОТ 137-2008) [9].

1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИП и А; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения.

2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод.

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших

трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилам порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов).

6.6 Экологическая безопасность

В ходе проведения операций происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно–допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении.

6.6.1 Мероприятия по охране атмосферы

При проведении операций возможны распыление и розлив реагентов, нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными

средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

6.6.2 Мероприятия по охране гидросферы

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защите гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

6.6.3 Мероприятия по охране литосферы

При проведении процессов происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) хим. реагентов, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течение всего времени проведения работ.

Операции можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае ее загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В процессе работы необходимо использовать пресную и техническую воду в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывке скважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

6.6.4 Мероприятия по охране селитебной зоны

В процессе эксплуатации скважины может произойти нарушение герметичности трубопровода или фонтанной арматуры. Это повлечет за собой выброс вредных веществ (метан, сероводород и другие взрывоопасные горючие газы). В случае расположения месторождения около города или поселка городского типа может произойти распространение вредных веществ на жилую зону, что окажет отрицательное влияние на здоровье людей. Поэтому, чтобы не допустить отравления людей, следует в пределах населенного пункта установить газоанализаторы, которые предупредят о превышении доз взрывоопасных

концентраций горючих газов и предельно допустимых концентраций (ПДК) по сероводороду.

6.6.5 Расчет системы воздухообмена

Произведём расчёт системы воздухообмена в укрытии станции управления скважиной. Размеры помещения 4 / 3 / 2,5 м.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000 \cdot G}{X_B - X_H}, \quad (6.1)$$

где L – потребный воздухообмен, м³/ч;

G - количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

X_B - предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, мг/м³;

X_H - максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м³.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n, которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}, \quad (6.2)$$

где n – кратность воздухообмена, ч⁻¹;

V – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена n >10 недопустима.

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО₂). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по его допустимой концентрации.

Предельно допустимая концентрация СО₂ в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³. Содержание углекислоты в атмосфере вахтового городка – 650 мг/м³.

Количество СО₂, выделяемое всеми работниками, определяется по формуле:

$$G = N_{\text{чел}} \cdot g_{\text{CO}_2}, \quad (6.3)$$

где $N_{\text{чел}}$ – количество людей в помещении, шт;

g_{CO_2} - количество углекислоты, выделяющейся в воздух помещения, г/ч.

Взрослый человек в состоянии покоя выделяет 35 г/ч углекислого газа.

Количество CO_2 , выделяемое 1 работником:

$$G = 1 \cdot 35 = 35, \text{ г/ч.}$$

Определим потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 \cdot 35}{9000 - 650} = 4,19, \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Кратность воздухообмена составляет:

$$n = \frac{4,19}{4 \cdot 3 \cdot 2,5} = 0,14, \text{ ч}^{-1}.$$

Таким образом, нужна вентиляционная система в укрытии станции управления скважиной, которая будет обеспечивать воздухообмен 4,19 м³/ч. Кратность воздухообмена при этом составит 0,15 ч⁻¹.

6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственных объектах не редки случаи, когда возникают чрезвычайные ситуации, которые регламентируются Федеральным законом от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ [10].

На площадках кустов скважин, в большинстве случаев, возможные возникающие чрезвычайные ситуации техногенного характера. Причинами аварии могут быть неполадки оборудования, ошибочные действия персонала, отступления от норм технологического регламента, внешние воздействия природного и техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации: поломка оборудования, негерметичность трубопровода, возникновение пожара.

При поломке оборудования, которая угрожает безопасности работников специализированной бригады, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо: прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию; принять меры к удалению людей из опасной зоны; умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий; изолировать очаг пожара от окружающего воздуха; горящие объемы заполнить негорючими газами или паром; принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При ожогах реагентами необходимо оказать первую помощь согласно рецептуре в зависимости от вида химического реагента. В большинстве случаев горение ликвидируется одновременным применением нескольких методов.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь.

Вывод к разделу:

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении операций по ограничению водопритока с применением СПС, был проведен анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния рассматриваемых операций на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводятся операции ОВП с применением СПС.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены основные методы повышения эффективности системы поддержания пластового давления, применяемые на Западно-Полуденном нефтяном месторождении. Данные методы являются малоэффективными для текущего состояния месторождения. Фонд скважин характеризуется сильной обводненностью продукции, что существенно влияет на отборы продукции.

В ходе анализа разработана оптимальная технология повышения эффективности системы ППД – технология ограничения водопритока с применением сшитых полимерных систем, которая не только улучшает данное состояние нагнетательного фонда скважин, но и влияет на повышение добычи нефти – дополнительная добыча нефти составила 284 тонны от проведения операций по ОВП на 8 нагнетательных скважинах. Также основным эффектом от проведения является не только выравнивание профиля приемистости, но и ограничение водопритока в наиболее промытых участках пласта, что позволяет увеличить нефтеотдачу и эффективность закачки. Дополнительная добыча нефти составила 5% от прогнозного уровня добычи.

При подборе оптимального состава реагентов рассчитано количество полиакриламида для закачки на исследуемые скважины – 49,41 тонна для 8 нагнетательных скважин.

Представлена экономическая эффективность проведения данных мероприятий, в результате которой чистая прибыль, полученная компанией, составила 4,137 млн. руб, что подтверждает возможность рекомендации операций по ОВП на других месторождениях.

Изучены требования промышленной безопасности и оценены влияния различных факторов на человека при проведении операций по ОВП с применением СПС, которые направлены на соблюдение техники безопасности рабочих и охрану окружающей среды.

Список использованных источников:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом от 12.03.2013 №101 Федеральной службы по экологическому, техническому и автономному надзору
2. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
3. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования
4. ГОСТ 12.0.003–2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
5. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
6. ГОСТ 12.4.103-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация
7. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
8. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
9. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин»
10. Федеральным законом от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями)
11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
12. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

13. А.В. Дашевский, И.И. Кагарманов, Ю.В. Зейгман, Г.А. Шамагаев. “Справочник инженера по добыче нефти”. ООО «Печатник», Стрежевой, 2002 г.
14. В.Г. Крец, Л.А. Саруев «Оборудование для добычи нефти». Учебное пособие. Томск, Изд. ТПУ, 1997 г.
15. А.К. Багаутдинов. Технологическая схема разработки Полуденного месторождения. Отчет по теме 93.46.93, ТомскНИПИнефть, 1993 г.
16. А.Е. Иващенко, Л.А. Лигус и др. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Полуденного месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области по состоянию на 01.01.10 г. Тюмень, ТТЭ, 2010 г.
17. А.К. Багаутдинов, В.Б. Белозеров Изучение особенностей геологического строения продуктивных пластов Западно-Полуденного месторождения нефти на базе анализа, имеющегося в НГДУ «Стрежевойнефть» фактического материала. Отчет по договору 13.94. ТомскНИПИнефть, 2010 г.
18. Б. Н. Шурыгин. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юра. Новосибирск: из-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000.
19. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН. Фил. "Гео". Год издания: 2002.
20. Крец Э.С. и др. Отчет «Оценка балансовых запасов углеводородов и ТЭО КИН Полуденного месторождения на основе геологического и динамического моделирования» том I, том II, том III. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2003.
21. Проект разработки Полуденного месторождения «ТомскНИПИнефть», 2005г.
22. Отчет о производственной деятельности ЦДНГ- 4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2014-2018 гг.
23. Отчет «Показатели текущего состояния разработки по месторождениям». ОАО «Томскнефть» ВНК, 2015 г.

24. Технологические режимы работы нефтяных скважин ЦДНГ-4 ОАО «Томскнефть» ВНК за 2009-2013 гг.

25. Бабаян Э.В., Шурыгин М.Н., Яковенко В.Н. Повышение эффективности выбора рабочего агента для обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. – 1999. – №3. – С. 30–32.

26. Бурдынь Т.А., Закс Ю.Б. Химия нефти, газа и пластовых вод. - М.: «Недра», 1978г.

27. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М., Наука, 2010 г.

28. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. – М., Недра, 1983 г.

29. Экономика, организация и планирование производства на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: Учеб. Для техникумов. Под ред. Шматова В.Ф., Малышева Ю.М., Тищенко В.Е. и др. – М.: Недра, 1990. – 411с.

30. Пансков В. Г. Налоги и налогообложение: уч-к для бакалавров; Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2012. – 368 с.

31. Юрчук А.М., Истомина А.З. «Расчеты в добыче нефти» // «Недра» - 1979г - 270с.

32. Пащенко, Н. Н.. Особенности применения кислотных обработок в добывающих и нагнетательных скважинах [Электронный ресурс] / Н. Н. Пащенко; науч. рук. Г. Ф. Ильина, В. М. Галкин // Проблемы геологии и освоения недр труды Девятого международного симпозиума им. М. А. Усова, 2005 г. Томск: / Томский политехнический университет; Проблемы геологии и освоения недр; под ред. Г. М. Ивановой, А. В. Шадринной . — Томск : Изд-во ТПУ , 2005 . — [С. 441-442] . — Заглавие с титульного листа. — Электронная версия печатной публикации. — Библиогр.: 9 назв. — Свободный доступ из сети Интернет. — Adobe Reader..Схема доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/v/Conferences/2005/K01/092.pdf> (контент)

33. Квеско, Бронислав Брониславович. Методы и технологии поддержания пластового давления: учебное пособие / Б. Б. Квеско. — Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. — 126 с.: ил.. — Библиогр.: с. 125.. — ISBN 978-5-9729-0214-9.
34. Рудая В.С. Методы увеличения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами : сборник / Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. А. П. Крылова (ВНИИнефть) ; под ред. В. С. Рудой – 186с.
35. Alvarado V. Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*. 2010; p.1529-1575.
36. Panda MN, Ambrose JG, Beuhler G, McGuire PL. Optimized EOR design for the eileen west end area, greater prudhoe bay. *SPE Reservoir Eval. Eng.* 2009; p.25–32.
37. Hernandez J. EOR Projects in Venezuela: Past and Future. Presented at the ACI Optimising EOR Strategy, London, UK; 2009.
38. E. Tzimas,. "Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System" (PDF). European Commission Joint Research Center. Retrieved 2012-11-01.
39. Гинзбург А.А., Меркулова Л.И. Графические методы анализа при добыче нефти, Недра, Москва, 1986 г., 125 стр., УДК: 005/766:(622.276.5)
40. Al-Muntasheri, Ghaitan. (2012). Conformance Control with Polymer Gels: What it Takes to be Successful. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 37. 10.1007/s13369-012-0234-1.
41. Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of reservoir engineering*. Amsterdam: Elsevier.
42. Kang, Wanli & Kang, Xin & Lashari, Zeeshan & Li, Zhe & Zhou, Bobo & Yang, Hongbin & Sarsenbekuly, Bauyrzhan & Aidarova, Saule. (2021). Progress of polymer gels for conformance control in oilfield. *Advances in Colloid and Interface Science*. 289. 102363. 10.1016/j.cis.2021.102363.

43. Ghannam, Mamdouh & Abu-Jdayil, Basim & Esmail, Nabil. (2013). Flow Behavior Comparison of Xanthan and Alcoflood Polymers Aqueous Solutions. *American Journal of Oil and Chemical Technologies*. 1. 10.14266/ajoct12-1.
44. Dehmoune, Jalal & Manneville, Sébastien & Decruppe, Jean-Paul. (2011). Local Velocity Measurements in the Shear-Thickening Transition of Dilute Micellar Solutions of Surfactants. *Langmuir : the ACS journal of surfaces and colloids*. 27. 1108-15. 10.1021/la103572c.
45. Jouenne, Stephane; Heurteux, Guillaume (2019). Correlation of Mobility Reduction of HPAM Solutions at High Velocity in Porous Medium with Ex-Situ Measurements of Elasticity. *SPE Journal*, (), -. doi:10.2118/198899-PA
46. Mishra, Saurabh & Bera, Achinta. (2014). Effect of Polymer Adsorption on Permeability Reduction in Enhanced Oil Recovery. *Journal of Petroleum Engineering*. 2014. 1-9. 10.1155/2014/395857.
47. Chen, W. & Zhang, J. & Jing, B. & Tan, G. & Wang, H. & Duan, M.. (2017). Research of adsorption and desorption behavior of HPAM in the oil-water interface. *Oilfield Chemistry*. 34. 285-289 and 311. 10.19346/j.cnki.1000-4092.2017.02.019.
48. Dingwei Zhu, Jichao Zhang, Yugui Han, Hongyan Wang, Yujun Feng, "Laboratory Study on the Potential EOR Use of HPAM/VES Hybrid in High-Temperature and High-Salinity Oil Reservoirs", *Journal of Chemistry*, vol. 2013, Article ID 927519, 8 pages, 2013. <https://doi.org/10.1155/2013/927519>
49. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса. – М.: Изд. ГКНТ, 1988. – 17 с.
50. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. РД-39-01/06-000 /-89. – М.: МНП, 1989.–212 с.

51. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39-007-96. – М.: 1996. – 203 с.
52. Методика по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа. – М.: Минтопэнерго РФ, 1995. – 134 с.
53. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Учеб для вузов. Под ред Бренца А.Д., Брюгемана А.Ф., Злотниковой Л.Г. и др. – М.: Недра, 1989. – 333 с.
54. Карпов В.Г., Макаров А.В. и др. Экономические аспекты применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти. Учебн. пособие. – Уфа.: Изд. УГНТУ, 2000. – 66 с.
55. Стандарт предприятия. “Оценка экономической эффективности мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов”. – Альметьевск. Изд. “Татнефть”, 2000. – 74 с.
56. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник для вузов/ под ред. проф. В.Ф. Дунаева – 3-е изд., испр. и доп. – М.: Центр лит НефтеГаз, 2008 – 305 с.
57. Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».
58. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях / В. А. Еронин [и др.]. — Москва: Недра, 1973. — 199 с.: ил.. — Библиогр.: с. 189-197..
59. [Электронный ресурс]. – Режим доступа свободный. – URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/331582-podderzhanie-plastovogo-davleniya-ppd-na-neftyanykh-zalezkh/>
60. [Электронный ресурс]. – Режим доступа свободный. – URL: <https://www.neftemagnat.ru/enc/244/>
61. [Электронный ресурс]. – Режим доступа свободный. – URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/332036-metody-povysheniya-nefteotdachi-plastov/>

62. Сургучев, Михаил Леонтьевич. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. — Москва: Недра, 1985. — 308 с.: ил.. — Библиогр.: с. 305-306..

Приложение А

(справочное)

Analysis of the effectiveness of the methods used

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Стручков Дмитрий Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

3 Analysis of the effectiveness of the methods used

3.1 Acidic treatments

In order to improve the efficiency of injection and production wells, intensify oil recovery, reduce production water cut, level out injectivity profile and improve field development conditions the following types of works were carried out on wells: acid treatments, surfactant injection during killing wells for workover operations, BKGD, hydraulic sand jet perforation, etc.

At West-Poluden field acid treatments were carried out - measures, which are aimed at cleaning as well as restoring permeability of bottomhole formation zone. The results of bottomhole zone treatment of injection wells by chemical methods are presented in table 3.1.

Table 3.1 - Results of acid treatments in 2013 [23]

Well	Projected oil production	Actual oil production	+/-	Inertia before KO	Inertia after QR	+/-
	thousand tonnes.			m ³ /day		
№ 178	4,6	2,776	1,824	27,7	67,3	39,6
№ 422				26,6	71,5	44,9
№ 469				29	87	58

Well 178 increased its flow rate to 67.3 m³/day, from 27.7 m³/day before the event.) At well №422, injectivity increased from 26.6 m³/day to 71.5 m³/day. At well №469, the measure increased injectivity to 87m³/day, almost three times higher than before the measure. The actual total additional oil production was 2,776 thousand tonnes.

Surfactant treatment of the wells was carried out in 8 wells. Unfortunately, the effect on the second well was not determined due to treatment of the wells immediately after drilling or for other reasons. In 5 wells a positive effect was observed, the average increase in oil flow rate was 37.9 t/day.

The most important negative factor that significantly affects reserve depletion is the oil/water viscosity ratio (by a factor of 12), which differs significantly in this field. Its influence on injected water breakthroughs is proved by comparison of accumulated withdrawals and watercut dynamics. Hence, it is necessary to carry out a

set of measures aimed at elimination of these phenomena. First of all, they include injection of GOS for selective isolation of waterflooded intervals, as well as micellar solutions contributing to increase of injected water viscosity at the displacement front.

3.2 Pumping up higher volume systems

It is worth mentioning that physico-chemical methods of production enhancement were also used in the West-Poluden area (in 2000 injection of large-volume gel systems (LGS) into 4 injection wells was carried out. The whole set of existing methods to estimate the effect of such methods gives grounds to judge about low efficiency of these measures. As efficiency is expressed quantitatively, in tons of additionally produced oil, which is difficult to fix on pilot plots (affected zones), with responding wells with water cut of 95 % and higher. Evaluation of the qualitative side of the effect (change of displacement front direction, increase of coverage and displacement coefficients) is limited by characteristics of bottomhole formation zone, which, in its turn, can be estimated by RIP and laboratory core tests. From this point of view, calculating the effect of physical and chemical stimulation methods according to the existing methods has not been carried out.

3.3 Application of polymer dispersion systems

To even out injectivity profiles and change conformance displacement coverage in the section and in the area, in 2009-2010 9 injection wells were treated with polymer dispersion systems (PMDS) in West Poludenny area. Additional production from PSDS was 3,686.2 tonnes of oil. It should be noted that for some wells, due to their close proximity and the short time interval between the CDS operations, it is not possible to calculate the effect separately. Many production wells located in the zone of influence of injection wells subjected to MPDS treatment have not seen an increase in oil production. This is probably due to squeezing of plugging solution into highly permeable parts of reservoir in the zone of influence of injection wells. Indicator surveys on injection wells will reveal hydrodynamic connection with production wells and determine the volume of highly permeable filtration channels, which, in turn, will improve the quality of CDM operations.

3.4 Additional perforation

Additional perforation as well as reperforation of previously perforated intervals has been carried out since the start of development. The main objectives were to increase oil flow to the production well, injectivity of the injection wells and to bring other oil-saturated reservoirs into development. A total of 115 operations were carried out. Perforation was made with different types of perforators - mainly with cumulative tape perforators: PKS-80, ZPKS-80, PKS-105. This type of perforators refers to cumulative unhulled perforators with retrievable frame. When the perforator is fired, the charge shells break into small particles, but without clogging the borehole, the tapes are deformed without being destroyed, and they are extracted from the borehole.

From 1998 to 2010, a total of 115 additional perforations and reperforations were carried out in 89 wells. Additional accumulated oil production due to these measures amounted to 451.9 thousand tonnes.

3.5 Selection of IDPs according to applicability criteria

The analysis of application of chemical surfactants in the fields of Tomsk and Tyumen regions, a set of laboratory studies, where various reagent compositions were tested, identified boundary parameters for application of chemical surfactants in reservoirs A, B and Yu, which in turn are at different stages of development. On the basis of the received results it was found out that the technological efficiency is defined by a condition of development of productive formations and their features of a geophysical structure.

In the West Poludenny field, commercial oil pay is associated with the producing horizons AB₁³, AB₂ and Yu₁, which are being developed with the use of the PPCI system by injection of Cenomanian and produced water; the reservoirs are also considered targets for EOR applications.

The productive horizons AB₁³ and AB₂, are characterised by

- the average permeability of reservoir rocks, varying from 0.159 to 0.277 mkm²;
- high initial oil saturation, ranging from 46-52%, with an average of 49%;
- high (≈12 units) fluid viscosity ratios.

These reservoir characteristics are determining factors in the choice of stimulation techniques and enhanced oil recovery methods.

The correct choice of method for a facility is an important prerequisite for the effective application of EOR. In order to apply the method effectively or to obtain the best development performance, favourable reservoir and fluid properties are identified, and these are defined by applicability criteria. Three categories of these criteria can be distinguished:

- Features of the oil-bearing reservoir and geological and physical parameters (setting conditions, depth of occurrence, pore space saturation, etc.);
- Technological (injection pressure, placement of wells, concentration of agents in the solution, size of the rim, etc.);
- Logistical (properties and type of chemicals, availability of necessary equipment, etc.).

The first category of applicability criteria is the most relevant and independent. The second category criteria are directly dependent on the geological-physical criteria and are therefore selected according to them. The third category of criteria is also independent and remains unchanged, and determines the feasibility of the second category criteria (technological).

There are two stages in the selection of the proposed IUDs and intervention technologies. The first stage is the selection of the intervention method. This method is selected on the basis of geological and physical characteristics of productive formations, as well as the boundary parameters of effective application, considered EOR. At the second stage a choice of basic technologies, compositions and reagents for reception of the necessary compositions applied for increase of oil recovery occurs.

Thus, analyzing boundary parameters of different groups of technologies for conditions of the given field, a promising direction was application of flow diverting technologies, showing their high efficiency in conditions of high-watered well stock. Injection wells recommended for diverter technologies have mainly high production wells with water cut of more than 95 % in the area of their influence.

Table 3.2 - Selection of EOR according to geological and physical applicability criteria for the productive properties of the AB₁³ and AB₂ of the West Poludenny field [22]

Methods	Reservoir oil			Water		Collector			Laying conditions			Conclusion on the applicability of the method
	Initial oil saturation, %	Viscosity, mPa*s	Composition	Watercut, %	Mineralisation, g/l	Inhomogeneity	Permeability, mkm ²	Type and chemical-physical properties.	Pressure melt, MPa	Temperature, C ^o	Thickness, m	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Average values of geological and physical parameters	57	3.2-6.3	Asphaltene 1.3%; Smol 9.1%	87.3	19.1	Uniform, no cracks	0.228	Terrigenous, porous; clay content 12.2%	17.1	62	3.6	
Waterflooding with surfactant*		From 1 to 50	Presence of asphaltenes and resins	Up to 30	Up to 200	Uniform, no cracks	0.01 to 0.3	Clay content no more than 5-10%	No ocre.	Less than 90	From 4 to 15	Not apply
Polymer flooding*		From 10 to 100	-	Up to 30	Limited content of Ca ions ²⁺ , Mg ²⁺	Uniform, no cracks	More than 0.1	Clay content no more than 5-10%	-	Less 90	-	Not apply
Micellar flooding*		Up to 10	-	Up to 70	Limited content of Ca ions ²⁺ , Mg ²⁺	Homogeneous	More than 0.1	Limited carbonate content	-	Less 65-90	-	Not apply
Alkaline flooding		Up to 100	Presence of organ acids	Up to 60	Ca ion content ²⁺ up to 0.025	Uniform, no cracks	More than 0.1	Clay content no more than 5-10%	-	-	-	Not apply

Continued Table 3.2

Acid flooding*		From 1 to 30	Presence of aroma compounds	Up to 30	-	Moderately uniform	Less than 0.5	Terrigenous with carbonate content 1-2%	-	-	-	Not apply
Microbiological methods		From 5 to 25	Increased asphaltene and resin content		Up to 100		From 0.05 and above		No ogre.	20 to 90	From 2 or more	Not applicable
Potential techniques : 1. Gel- and sediment-forming												
A. Technologies based on acrylamide polymers	Over 35	From 1 to 50		40-90			0.03 to 2	No more than 15% clay content	No ogre.	Less than 80	>4	Not applicable
B. Technologies based on water-soluble polyanionics	Over 40	1 to 40		From 60			0.1 to 0.6	No more than 15% clay content	No ogre.	120	>6	Not applicable
B. Technologies based on water-soluble polycationic cations	Over 40	From 1 to 50		From 50			0.005 to 1	Clay content no more than 20%	No ogre.	120	>6	Not applicable

* Formation fracturing is an unfavourable factor

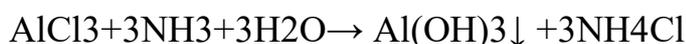
Table 3.2 shows geological and physical characteristics of productive formation and boundary parameters of basic flow-deflecting technologies application. Analyzing boundary parameters of reservoirs AB₁³ and AB₂ it is seen that technologies on the basis of thermogel-forming reagents, such as composition Galka, Galka-U, Galka-PAV, Galka-thermogel-C, RV-ZP-1 are suitable. A necessary factor for the formation of an environmental gel (aluminium hydroxide) is the high reservoir temperature. The degree of dilution of the injected solution regulates the mobility and rheological properties of the gel in the porous medium.

Various modifications of thermal gel-forming composition Galka, RV-3P-1 as a leveling composition were used in the technology of oil recovery enhancement in high-temperature and low-permeability formations by leveling injectivity profile of injection wells and creating filtration barriers in high-watered interlayers.

After pumping the gel-forming solution into the reservoir at a temperature of 90 °C, a chemical conversion of the components of the system occurs, resulting in the formation of an aluminium oxide hydrate gel. This is the physico-chemical essence of the process of creating barriers to water filtration in the formation with the help of the Galka composition. At temperatures above 70°C, one of the system components (urea) hydrolyses to form ammonia and carbon dioxide, which gradually increases the pH of the solution:



An alkaline buffer system (pH 9.0 -10.5) is formed by the released ammonia. This produces a luminaire hydroxide gel from aluminium chloride:



Water breakthrough from the injection wells into the production wells is contained by the gels that form in the reservoir, which redistribute filtration flows, increase the reach of the reservoir and even out the injectivity profile of the injection wells. The resulting carbon dioxide increases the mobility of oil in the porous medium, which is a positive effect.

The areas of deposits with high water cut are the objects of the most successful application of the technology. Such areas are included in the area of injection of a

separate CPS, as well as injection wells (foci), which quickly water out the products of the surrounding production wells with low oil reserves withdrawal.

At present there is no analytical methodology to assess efficiency of polymer-dispersed systems application and for the basic assessment of technology efficiency the specific technological effect of application of flow-deflecting technologies in injection wells with regard to efficiency decrease by years was taken as 0.8 thousand tons of additional oil produced per one well-treatment. Table 3.3 shows efficiency of each type of well interventions and forecast of their application.

Table 3.3 - Effectiveness of GTMs, oil recovery enhancement and stimulation methods and forecast for their application [22]

Types of HTMs	Years of development													Total for the forecast period	Total	Increase in IQR, fractions of units
	Period before drafting															
	fact	2008	2009	2010	2011	2012	2013-2017	2018-2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	2042-2049			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1. FGR																
(a) The number of operations carried out	51	0	0	0	0	2	9	0	0	0	0	0	0	11	62	
b) additional oil production, thousand tonnes	1083.8	23.0	20.6	16.5	13.2	32.0	237.6	207	80.0	24.5	7.0	2.3	0.3	664	1748	0.027
2. Cutting in the BS and BGS																
(a) The number of operations carried out	1	0	0	0	0	5	8+6*	0	0	0	0	0	0	13+6*	14+6*	
b) additional oil production, thousand tonnes	0	0	0	0.0	0.0	21.7	325.1	191	85.1	36.5	16.8	8.3	0.8	685	685	0.010
3. drilling of new production wells																
(a) The number of operations carried out	0	0	0	2	5	3+3*	66+6*	5	0	0	0	0	0	79+9*	79+9*	
b) additional oil production, thousand tonnes	0	0	0.0	12.2	74.9	140.6	1542.4	1904	1365.3	837.9	450.7	214.6	89.3	6632	6632	0.101
4. Physico-chemical methods																
(a) The number of operations carried out	61	41	39	39	39	39	208	232	194	158	108	62	6	1165	1226	
b) additional oil production, thousand tonnes	not identifiable.	17.6	17.6	17.4	17.2	17.1	88.8	101	84.0	67.7	41.7	18.5	1.8	490	490	0.007
4.1. OPZ on production wells																
(a) The number of operations carried out	45	17	17	17	17	17	96	110	96	82	64	43	6	582	627	
b) additional oil production, thousand tonnes	not identifiable.	5.1	5.1	5	4.9	4.9	28.3	33	29.0	24.5	19.4	12.8	1.8	174	174	0.003
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

Continued Table 3.3

4.2. CPC on injection wells																
(a) The number of operations carried out	7	12	11	11	11	11	56	61	49	38	27	19	0	306	313	
b) additional oil production, thousand tonnes	not identifiable.	3.6	3.3	3.3	3.3	3.3	16.7	18	14.6	11.2	8.0	5.8	0	91	91	0.001
4.3. Poro-diverting technologies																
(a) The number of operations carried out	9	12	11	11	11	11	56	61	49	38	17	0	0	277	286	
b) additional oil production, thousand tonnes	3.7	8.9	9.2	9.1	9.0	8.9	43.8	49	40.4	32.0	14.4	0.0	0	225	229	0.003
5. Decommissioning of production wells																
(a) The number of operations carried out	0	5	8	4	2	1	1	0	0	0	0	0	0	21	21	
b) additional oil production, thousand tonnes	0.0	13.7	26.8	35.4	40.6	38.0	138.4	82	33.1	8.1	2.8	1.1	0	420	420	0.006
6. Horizon transfer / Additional perforations (production wells)																
(a) The number of operations carried out	204	3	6	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	215	
b) additional oil production, thousand tonnes	451.9	10.9	16.2	19.3	20.0	18.9	73.0	28	6.9	2.0	0.0	0.0	0	195	647	0.010
TOTAL																
(a) The number of operations carried out	113	49	53	47	46	53	301	237	194	158	108	62	6	1314	1427	
b) additional oil production, thousand tonnes	1535.7	65.1	81.3	100.8	165.9	268.4	2405.3	251.2	1654.4	976.7	519.0	244.9	92.3	9086	10622	0.161

* - horizontal wells or WBCs

It is recommended to use technologies aimed at increasing the injectivity of the injection well stock in order to improve the efficiency of the reservoir pressure maintenance system. This is especially important when a producing well is converted to injection after oil production. Complex processing of bottomhole formation zone with multicomponent chemical reagent composition - KOPZP is suitable for this purpose.

The expected effect of the measures considered is presented in figure 3.1.

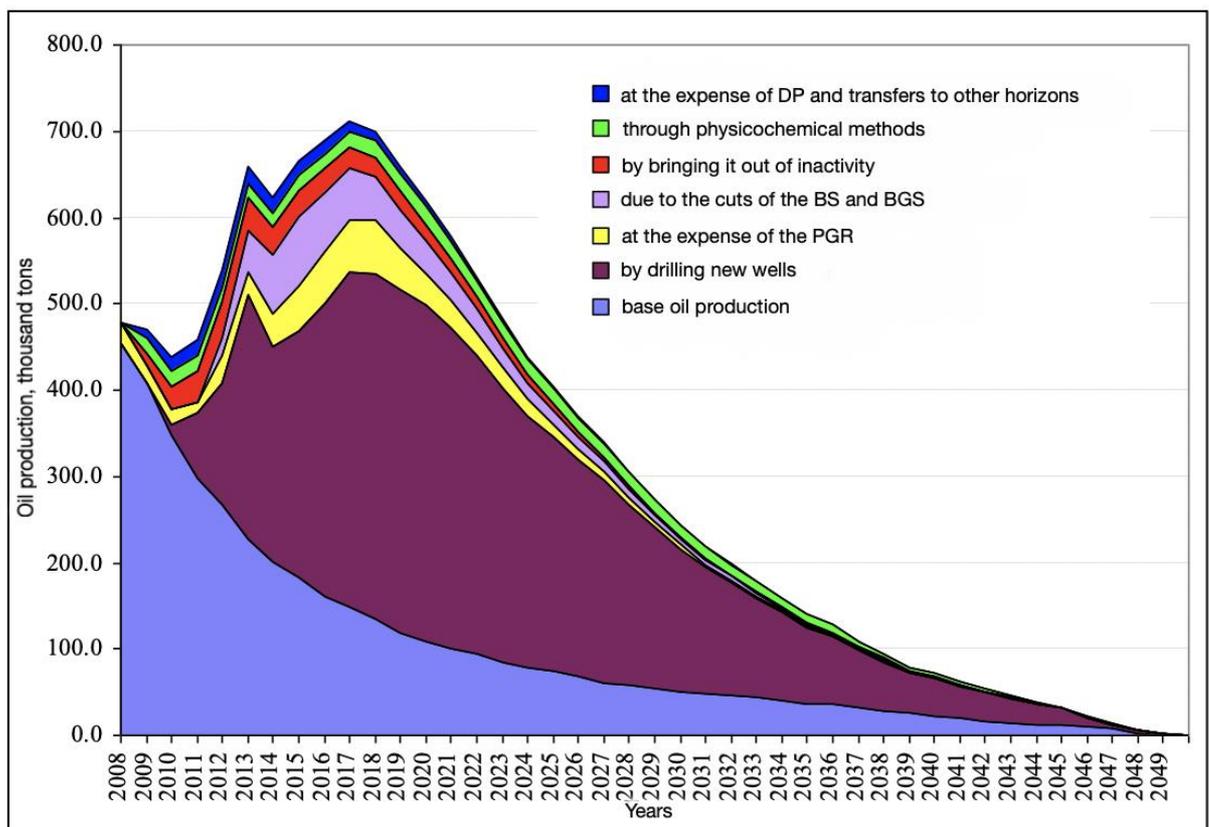


Figure 3.1 - Effectiveness of the main measures for the West Poluden field [22]

As a result of the analysis of previously used methods to improve the efficiency of the RPM system, the most promising method - flow-deflecting technologies - was identified. Since flow diverting technology with application of Galka gel-forming composition is obsolete and is no longer used in the field, a new (previously unused) method was proposed - water shut-off technology with application of cross-linked polymer systems. This method is effective not only in the Russian Federation, but all over the world.

Приложение Б

(справочное)

Свойства пластовой нефти продуктивных пластов

Параметры	Пласт АВ ₁ ^{3А}		Пласт АВ ₁ ^{3Б}		Среднее значение по пласту АВ ₁ ³ с учетом данных 1991г.
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение	
Количество исследованных скважин / проб	6/10		3/9		11/21
Пластовое давление, МПа	11,65 – 16,9	14,3	13,8 – 16,3	15,2	14,5
Пластовая температура, °С	54 – 66	62	53 - 62	56	61
Давление насыщения, МПа	5,1 – 12,6	7,95	5,3 – 6,4	5,7	7,3
Свойства нефти в пластовых условиях :					
плотность, кг/м ³	812 - 829	820	825 - 844	832	823
вязкость, мПа*с	3,88 – 6,14	4,94	6,91 – 7,63	7,23	5,5
коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,1 – 10,74	9,32	7,9 – 9,0	8,42	9,1
Результаты однократного разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	873 – 878	875	874 - 887	880	876
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,795 – 0,852	0,83	0,826 – 0,866	0,85	0,83
газосодержание, м ³ /т	22 – 53	35	25,8 – 27,9	26	32
объемный коэффициент	1,076 – 1,120	1,1	1,074 – 1,085	1,08	1,09
вязкость разгазированной нефти, мПа.с	21,3 – 24,4	22,2	23,4 – 45,6	33	25
Результаты дифференциального разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	870 - 877	873	874 – 887	879	875
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,72 – 0,97	0,82	0,772 – 0,880	0,84	0,82
газовый фактор, м ³ /т	24 – 51	34	22,9 – 28,2	25	31
объемный коэффициент	1,078 – 1,111	1,1	1,073 – 1,086	1,08	1,09

Продолжение таблицы

Параметры	Пласт АВ ₂ ^А		Пласт АВ ₂ ^А +АВ ₂ ^В		Среднее значение по пласту АВ ₂ с учетом данных 1991г.
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение	
Количество исследованных скважин / проб	7/19		4/11		11/30
Пластовое давление, МПа	13,5 - 16,3	15,4	10,5 –17,55	15,7	15,3
Пластовая температура, °С	53 – 63	60	54 - 63	57	59
Давление насыщения, МПа	4,6 – 6,7	5,6	4,6 – 6,98	5,85	5,69
Свойства нефти в пластовых условиях:					
плотность, кг/м ³	819 – 832	825	821 - 843	831	827
вязкость, мПа.с	4,5 – 7,8	6,0	4,3 – 7,9	6,47	6,28
коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	8,0 – 9,3	8,66	7,7 – 10,1	8,8	8,71
Результаты однократного разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	872 - 884	875	873 - 878	877	876
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,806-0,889	0,851	0,842-0,916	0,88	0,860
газосодержание, м ³ /т	21 - 32	26	19 - 31	26	26
объемный коэффициент	1,076-1,094	1,085	1,07– 1,093	1,082	1,085
вязкость разгазированной нефти, мПа.с	21,1 – 32,4	25,0	20,9 – 27,6	24,2	24,6
Результаты дифференциального разгазирования:					
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	860 - 884	868	866 - 876	871	869
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,776-0,883	0,818	0,787-0,83	0,805	0,813
газовый фактор, м ³ /т	19,5 – 32,2	24	18 - 30	25	25
объемный коэффициент	1,059-1,093	1,076	1,06 –1,081	1,07	1,073

Продолжение таблицы

Параметры	Пласт Ю ₁ ¹		Пласт Ю ₁ ²	
	Диапазон изменения	Среднее значение	Диапазон изменения	Среднее значение
Количество исследованных скважин / проб	6/11		1/1	
Пластовое давление, МПа	21,8 - 24,4	23	23	23
Пластовая температура, °С	93	93	93	93
Давление насыщения, МПа	9,2 – 15,1	12,0	8,7	8,7
Свойства нефти в пластовых условиях:				
плотность, кг/м ³	750 - 769	759	761,5	761,5
вязкость, мПа.с	1,23 – 1,53	1,35	2,07	2,07
коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10 ⁻⁴	11,1 – 12,5	12,0	11,3	11,3
Результаты однократного разгазирования:				
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	860 - 872	865	866,1	866,1
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,939-1,098	1,033	1,052	1,052
газосодержание, м ³ /т	68 - 76	72	64,2	64,2
объемный коэффициент	1,172-1,245	1,223	1,214	1,214
вязкость разгазированной нефти, мПа.с	10,2 – 14,5	11,6	18,1	18,1
Результаты дифференциального разгазирования:				
плотность разгазированной нефти, кг/м ³	861 - 871	862	866,2	866,2
плотность выделившегося газа, кг/м ³	0,926-1,115	0,980	1,080	1,080
газовый фактор, м ³ /т	68 - 74	69	64,9	64,9
объемный коэффициент	1,22– 1,245	1,212	1,217	1,217

Приложение В

(справочное)

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование	Пласт АВ ₁ ^{3А}				Пластовая нефть	Пласт АВ ₁ ^{3Б}				Пластовая нефть
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях			При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
углекислый газ	0,27	-	0,27	0,01	0,07	0,11	-	0,45	-	0,01
азот+редкие	1,84	-	1,9	-	0,47	2,32	-	2,39	-	0,50
метан	87	0,18	87,9	0,35	21	87,1	0,07	88,4	0,36	20
этан	2,42	0,05	2,26	0,12	0,62	2,65	0,08	2,58	0,13	0,67
пропан	2,0	0,19	1,60	0,34	0,62	1,95	0,21	1,62	0,34	0,62
изобутан	1,68	0,45	0,92	0,70	0,74	1,54	0,48	0,79	0,65	0,68
нормальный бутан	2,16	1,16	2,14	1,20	1,41	1,85	1,01	1,72	0,96	1,12
изопентан	1,12	1,35	1,13	1,51	1,30	1,1	1,46	0,52	1,5	1,23
нормальный пентан	1,11	2,56	1,34	2,50	2,21	1,1	2,34	1,05	2,27	2
остаток (С ₆ +высшие)	0,79	95,6	0,98	93,3	72	0,38	94,3	0,82	93,8	75
молекулярная масса	20,33	254	20,2	253	198	20,2	264	19,7	272	217
плотность газа, кг/м ³	0,84		0,84			0,836		0,82		2
плотность нефти, кг/м ³		875		874	823		882		880	831

Продолжение таблицы

Наименование	Среднее по пласту АВ ₁ ³					Пласт АВ ₂ ^А				
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
углекислый газ	0,16	-	0,16	0,01	0,04	0,1	-	0,09	-	0,05
азот+редкие	1,49	-	2,14	-	0,50	2,08	-	2,15	-	0,45
метан	87,6	0,12	88,2	0,36	20	86,5	0,08	89	0,36	18,6
этан	2,78	0,06	2,42	0,12	0,64	2,82	0,11	2,7	0,17	0,69
пропан	1,92	0,20	1,61	0,34	0,62	2,17	0,25	1,55	0,41	0,66
изобутан	1,58	0,46	0,86	0,68	0,71	1,64	0,59	0,75	0,83	0,82
нормальный бутан	1,98	1,08	1,93	1,08	1,27	2,0	1,24	1,7	1,32	1,4
изопентан	1,07	1,40	0,82	1,5	1,29	1,07	1,67	0,46	1,75	1,53
нормальный пентан	1,00	2,45	1,20	2,39	2,11	1,03	2,84	0,9	2,56	2,46
остаток (С ₆ +высшие)	0,42	95,0	0,90	93,6	73	0,53	93,2	0,69	92,6	79
молекулярная масса	20,4	259	20	262	208	20	252	19	251	202
плотность газа, кг/м ³	0,837		0,83			0,848		0,81		
плотность нефти, кг/м ³		877		876	831		875		869	825

Продолжение таблицы

Наименование	Пласт АВ ₂ ^Б				Пластовая нефть	Пласт Ю ₁ ¹				Пластовая нефть
	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях			При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пласт. нефти в рабочих условиях		
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
углекислый газ	0,34	-	0,31	-	0,13	0,99	-	0,98	0,02	0,40
азот+редкие	2,4	-	2,61	-	0,65	1,16	-	1,16	-	0,48
метан	86,0	0,07	88,9	0,35	18,5	70	0,14	71	0,22	28,8
этан	2,85	0,11	2,61	0,18	0,67	5,43	0,20	5,47	0,24	2,60
пропан	2,31	0,39	1,55	0,48	0,8	10,4	1,32	9,78	1,81	5,02
изобутан	1,67	0,30	0,64	0,88	0,87	2,9	0,90	2,05	1,49	1,72
нормальный бутан	2,09	1,36	1,56	1,45	1,59	5,41	2,98	5,60	2,86	3,98
изопентан	1,07	1,73	0,41	1,83	1,60	1,68	2,23	1,09	2,62	2,0
нормальный пентан	1,03	2,94	0,79	2,75	2,5	1,57	3,44	1,79	3,28	2,68
остаток (С ₆ +высшие)	0,54	92,8	0,57	92	73	0,62	88,8	1,06	87,4	52
молекулярная масса	20	252	19	253	206	25,8	233	25,5	231	148
плотность газа, кг/м ³	0,86		0,807			1,078		1,062		
плотность нефти, кг/м ³		877		869	829		866		865	755

Приложение Г

(справочное)

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт АВ₁^{3А}				
Плотность кг/м ³	11	12	873-888	878
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	11	12	21,3-41,8	26
t=50 ⁰ С	11	12	6,6-12,0	8,4
Температура застывания, ⁰ С	6	7	-6 - +1	0
Массовое содержание, %:				
серы	11	12	1,15 – 1,77	1,58
смола силикагелевых	11	12	7,1 – 13,8	9,22
асфальтенов	11	12	0,85 – 1,7	1,25
парафина	11	12	0,95 – 4,1	2,37
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	11	12	60-134	87
до 100 ⁰ С	7	8	1 – 5	3
до 150 ⁰ С	11	12	3 -10	7
до 200 ⁰ С	11	12	10 - 17	15
до 250 ⁰ С	11	12	18 – 27	23
до 300 ⁰ С	11	12	32 - 38	35
> 300 ⁰ С	2	2	53-56	55
Пласт АВ₁^{3Б}				
Плотность кг/м ³	8	8	874-907	884
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	8	8	23,4-123	44,4
t=50 ⁰ С	8	8	6,7-25,9	11,4
Температура застывания, ⁰ С	5	5	-6 - +17	3
Массовое содержание, %:				
серы	8	8	1,06-1,87	1,53
смола силикагелевых	8	8	7,79-12,18	9,56
асфальтенов	8	8	1,05-2,19	1,48
парафина	8	8	1,23-3,34	2,38
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	8	8	64-185	94
до 100 ⁰ С	5	5	1-3	2
до 150 ⁰ С	7	7	6-10	8
до 200 ⁰ С	8	8	2-18	15
до 250 ⁰ С	8	8	9-26	22
до 300 ⁰ С	8	8	25-39	34
> 300 ⁰ С	-	-	-	-

Продолжение таблицы

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт АВ₁³				
Плотность кг/м ³	21	24	871-907	880
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	21	24	21,3-123	32,8
t=50 ⁰ С	21	24	6,63-25,9	9,6
Температура застывания, ⁰ С	13	15	-7 - +17	-1
Массовое содержание, %:				
серы	21	24	1,06-1,87	1,56
смола силикагелевых	21	24	7,09-14,1	9,5
асфальтенов	21	24	0,85-2,4	1,36
парафина	21	24	0,95-4,1	2,29
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	21	24	60-185	91
до 100 ⁰ С	13	15	1-5	2
до 150 ⁰ С	19	22	1-10	7
до 200 ⁰ С	21	24	2-18	15
до 250 ⁰ С	21	24	9-27	23
до 300 ⁰ С	21	24	25-39	35
> 300 ⁰ С	3	3	53-59	56
Пласт АВ₂^А				
Плотность кг/м ³	9	9	859-884	870
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	9	9	21,1-34,1	24,4
t=50 ⁰ С	9	9	6,7-10,7	7,8
Температура застывания, ⁰ С	2	2	-2 - +1	-2
Массовое содержание, %:				
серы	9	9	1,25-1,78	1,52
смола силикагелевых	9	9	6,74-9,18	8,3
асфальтенов	9	9	0,97-2,24	1,67
парафина	9	9	1,16-5,14	3,19
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	9	9	51-110	67
до 100 ⁰ С	8	8	3-4	3
до 150 ⁰ С	9	9	6-13	11
до 200 ⁰ С	9	9	16-20	18
до 250 ⁰ С	9	9	22-29	27
до 300 ⁰ С	9	9	35-40	37
> 300 ⁰ С	1	1	55	55

Продолжение таблицы

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт АВ₂^Б				
Плотность кг/м ³	1	1	884	884
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	1	1	35,7	35,7
t=50 ⁰ С	1	1	11,1	11,1
Температура застывания, ⁰ С	1	1	+3	+3
Массовое содержание, %:				
серы	1	1	1,76	1,76
смола силикагелевых	1	1	8,83	8,83
асфальтенов	1	1	1,45	1,45
парафина	1	1	2,1	2,1
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	1	1	93	93
до 100 ⁰ С	-	-	-	-
до 150 ⁰ С	1	1	7	7
до 200 ⁰ С	1	1	15	15
до 250 ⁰ С	1	1	21	21
до 300 ⁰ С	1	1	35	35
> 300 ⁰ С	-	-	-	-
Пласт АВ₂				
Плотность кг/м ³	15	15	859-884	872
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	15	15	20,7-35,7	25,2
t=50 ⁰ С	15	15	6,6-11,1	8,13
Температура застывания, ⁰ С	6	6	+3 - -2	-2
Массовое содержание, %:				
серы	15	15	0,8-1,78	1,42
смола силикагелевых	15	15	6,74-9,18	8,26
асфальтенов	15	15	0,97-2,57	1,77
парафина	15	15	1,16-5,14	3,17
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	15	15	51-110	70
до 100 ⁰ С	12	12	2-5	3
до 150 ⁰ С	15	15	6-14	10
до 200 ⁰ С	15	15	15-22	18
до 250 ⁰ С	15	15	21-30	26
до 300 ⁰ С	15	15	35-40	37
> 300 ⁰ С	1	1	55	55

Продолжение таблицы

Параметры	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	определений		
Пласт Ю₁¹				
Плотность кг/м ³	7	7	860-889	868
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	7	7	10,2-45,6	16,5
t=50 ⁰ С	7	7	4,6-15,3	6,5
Температура застывания, ⁰ С	3	3	-7 - -2	-6
Массовое содержание, %:				
серы	7	7	0,8-1,4	1,0
смола силикагелевых	7	7	4,5-8,8	6,9
асфальтенов	7	7	1,6-5,4	3,0
парафина	7	7	2-4,9	2,9
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	7	7	51-108	65
до 100 ⁰ С	6	6	4-7	6
до 150 ⁰ С	7	7	7-17	13
до 200 ⁰ С	7	7	15-26	22
до 250 ⁰ С	7	7	25-35	31
до 300 ⁰ С	7	7	36-47	42
> 300 ⁰ С	3	3	64-67	66
Пласт Ю₁²				
Плотность кг/м ³	1	1	866	866
Вязкость, мм ² /с				
t=20 ⁰ С	1	1	18,1	18,1
t=50 ⁰ С	1	1	5,6	5,6
Температура застывания, ⁰ С	1	1	-1	-1
Массовое содержание, %:				
серы	1	1	1,21	1,21
смола силикагелевых	1	1	11,9	11,9
асфальтенов	1	1	3,6	3,6
парафина	1	1	5,9	5,9
Общий выход фракций, %				
НК ⁰ С	1	1	50	50
до 100 ⁰ С	1	1	6	6
до 150 ⁰ С	1	1	13	13
до 200 ⁰ С	1	1	22	22
до 250 ⁰ С	1	1	32	32
до 300 ⁰ С	1	1	43	43
> 300 ⁰ С	-	-	-	-

