

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.04.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ</b>

УДК 622.276.4-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Сытникова Софья Андреевна		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

## 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, выработать 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, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы

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

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> 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		
<b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.</p> <p>2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.</p> <p>3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.</p> <p>4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»</p> <p>ОТФ E «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 B «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья</p> <p>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) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа</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><b>Тип задач профессиональной деятельности:</b> 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</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</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>геолого-промысловых работ</p>	<p>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)-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>
--	----------------------------------	---	---	--

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.04.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы** нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Сытниковой Софье Андреевне

Тема работы:

Обоснование применения рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления на разных стадиях разработки месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Факторы, влияющие на процесс поддержания пластового давления путем заводнения Оценка химической совместимости и стабильности вод Влияние энергетических характеристик пласта Микробиологические требования Анализ источников воды для систем поддержания пластового давления Формирование принятия решений по обоснованию применения рабочего агента и его замены в процессе ППД для эффективного вытеснения нефти.

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Английская часть	Профессор, д.ф.н., Матвеевко Ирина Алексеевна

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

Обоснование выбора вытесняющего агента в процессе поддержания пластового давления
Опыт разработки и внедрения систем подготовки воды в промышленных условиях
Формирование методики принятия решений по выбору рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.03.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.03.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ04	Сытникова Софья Андреевна		09.03.2022

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ТРИЗ** – трудно извлекаемые запасы;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**МСП** – межскважинная перекачка;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**НГБ** – нефтегазоносный бассейн;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**СРБ** – сероредуцирующие бактерии;

**СВБ** – сульфатвосстанавливающие бактерии;

**ГНО** – глубинно-насосного оборудования;

**ПР** – произведение растворимости;

**ТВЧ** – твердые взвешенные частицы;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**pH** – водородный показатель;

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;

**СПС** – сшитые полимерные системы;

**ВУС** – вязкоупругие составы;

**ПДС** – полимер-дисперсная система;

**ВДС** – волокнисто-дисперсная система;

**ОСТ** – отраслевой стандарт;

**ПДВ** – попутно добываемая вода;

**АГЗУ** – автоматическая групповая замерная установка;

**УПСВ** – установка предварительного сброса воды;

**УПН** – установка подготовки нефти;

**ВНД** – водовод низкого давления;

**ВВД** – водовод высокого давления;

**РВС** – резервуар вертикальный стальной;

**КНС** – кустовая насосная станция;

**УЭЦН** – установка электроприводного центробежного насоса;

**ГС** – газовый сепаратор;

**БГ** – блок гребенки;

**БКНС** – блочная кустовая насосная станция;

**ВРБ** – водораспределительный блок;

**СУ** – станция управления;

**УСТН** – установка сепарационная трубная наклонная;

**БРУ** – блок распределительных устройств;

**ЦППД** – цех поддержания пластового давления;

**КО** – клапан обратный;

**КИПиА** – контрольно – измерительные приборы и автоматика;

**МР** – методические рекомендации;

**ППН** – промысловая подготовка нефти;

**СТП** – стандарты предприятий;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны пласта;

**РД** – руководящий документ;

**ВНК** – водонефтяной контакт;

**СПВ** – система подготовки воды;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**КВЧ** – количество взвешенных частиц;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**МРП** – межремонтный период;

**УЗО** – устройство защитного отключения;

**ЗВ** – загрязняющие вещества;

**ЧС** – чрезвычайная ситуация;

**ГСМ** – горюче-смазочные материалы;

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения.

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 144 страниц, в том числе 27 рисунков, 23 таблицы и 44 литературных источника. Работа содержит 5 приложений.

Ключевые слова: поддержание пластового давления, коэффициент извлечения нефти, приемистость нагнетательных скважин, обводненность, пластовая и закачиваемая вода, начальная и завершающая стадии разработки, химическая совместимость, химическая стабильность, минерализация.

Объектом исследования является система заводнения нефтяных пластов.

Цель работы – обоснование выбора рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления на разных стадиях разработки нефтяных месторождений.

В результате исследования рассмотрены геологические условия, влияющие на процесс разработки нефтяных месторождений, выявлена значимость минерализации и температуры закачиваемой воды при ППД. Произведена оценка расчета совместимости и стабильности закачиваемых вод на нефтяных месторождениях «X», «Y» и «Z»; сформированы решения по повышению эффективности разработки месторождений на ранней стадии разработки с учетом геологических условий, по причине которых происходит преждевременный рост обводненности добываемой продукции; замены вытесняющего агента на поздней стадии разработки с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти (КИН) и уменьшения ресурсо- и капиталовложений.

Созданная схема принятия решений является комплексным решением, позволяющим рассматривать все вышеперечисленные факторы в совокупности и подобрать необходимый метод ограничения либо снижения

обводненности для месторождения со схожими геолого-физическими условиями продуктивных пластов и подстилающих водоносных горизонтов.

Область применения: представленный алгоритм анализа целесообразно применять на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии разработки.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности закачки воды в пласт, увеличения коэффициента нефтеотдачи добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет регулирования процесса заводнения, путем выявления совместимости и стабильности, закачиваемых и пластовых вод; влияния оказываемого минерализацией, энергетическими характеристиками вытесняющего агента.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	20
1.1 Факторы, влияющие на процесс поддержания пластового давления путем заводнения .....	22
1.1.1 Оценка геологических условий месторождений, как объектов заводнения .....	24
1.1.2 Микробиологические требования, предъявляемые к закачиваемой воде .....	35
1.1.3 Оценка химической совместимости и стабильности вод .....	36
1.1.3 Влияние энергетических характеристик пласта.....	40
1.2 Анализ источников воды для систем поддержания пластового давления.....	41
2 ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ.....	48
2.1 Анализ схемы систем поддержания пластового давления .....	49
2.2 Подготовка и обратная закачка попутно добываемой воды .....	53
2.3 Расчетные исследования по обоснованию выбора вытесняющего агента для систем поддержания пластового давления.....	57
2.3.1 Методы анализа совместимости и стабильности пластовых и закачиваемых вод .....	58
2.3.2 Моделирование физико-химического взаимодействия закачиваемого агента с пластовой водой и вмещающей породой.....	82
2.4 Влияние агрессивных компонентов и минерализации закачиваемой воды на реологические свойства полимеров и растворов ПАВ.....	88
3 ФОРМИРОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ВЫБОРУ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.....	93

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	98
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	107
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	107
5.2	Производственная безопасность.....	108
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	109
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	112
5.2.3	Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через негерметичность аппаратуры, находящейся под давлением .....	115
5.3	Экологическая безопасность.....	117
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	119
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	122
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	124
	Приложение А .....	129
	Приложение Б.....	130
	Приложение В.....	131
	Приложение Г.....	131

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время около 93 % всех разрабатываемых нефтяных месторождений Российской Федерации находятся на поздней стадии разработки, при этом структура остаточных запасов нефти ухудшается из-за опережающей выработки активных запасов. За счет этих факторов снижаются объемы добычи нефти, происходит преждевременное обводнение добываемой продукции. По этим причинам основным резервом нефтедобычи сегодня являются трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). В будущем в заводненных пластах будет возрастать количество остаточных нефтей, которые при применении традиционных методов заводнения вырабатываются низкими темпами с невысокой (не превышающей 25–35 %) конечной нефтеотдачей.

Отличительной особенностью традиционного способа поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в пласт является неравномерность ее распределения в пласте, при котором в первую очередь обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками; менее проницаемые пласты и пропластки остаются при этом невыработанными. Неравномерность процесса вытеснения нефти водой, и как следствие, неполная выработка запасов, объясняются сложностью геологического строения продуктивных пластов, вертикальной и горизонтальной проницаемостной неоднородностью и трудностью регулирования процесса вытеснения заводнением из залежей с высокой вязкостной неустойчивостью вытесняемого и вытесняющего агента. В связи с этим актуальной является задача повышения коэффициента вытеснения нефти (КИН) применяемым агентом вытеснения. Для этой цели можно применять воду из различных источников, в зависимости от стадии разработки, с различной степенью минерализации, химическим составом, содержанием твердых взвешенных части и др., а также с добавкой различных химических реагентов,

улучшающих нефтewытесняющие свойства воды, ее вязкость и поверхностно-активные свойства.

Для поддержания пластового давления заводнением необходим большой объем качественной воды. Решение проблемы водоснабжения сводится к поиску надежного и водообильного источника, обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки.

Вода, как самая мобильная и чуткая система, взаимодействуя с пластовыми флюидами и породой пласта-коллектора, несет в себе косвенную информацию о внутрипластовых процессах, таких как сорбция и десорбция, диффузия, гидратация и дегидратация, а также растворение, выщелачивание, выпадение нерастворимых соединений, фильтрационных и других физико-химических процессах.

Многие достаточно эффективные технологии повышения нефтеотдачи пластов не оправдали себя при опытно-промышленном внедрении лишь потому, что не учитывалась и не контролировалась гидрохимическая обстановка продуктивного пласта. Также важно для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов использовать воду, исключаящую деструкцию реагентов и не образующую с ними соединений, способных выделяться в осадок после контакта с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью.

Несмотря на многочисленные исследования, опытно-промышленные внедрения по очистке и подготовки пластовых вод, и дальнейшей оценки из совместимости и стабильности, производственники не принимают их во внимание при выборе способа заводнения. Однако для экономии средств, следует осуществлять постоянный гидрохимический мониторинг и изучение изменяющихся физико-химических свойств пластовых флюидов, на протяжении всего периода добычи нефти.

Кроме того, перед тем как выбрать вытесняющий агент, необходимо исследовать совместимость пластовой воды и раствора для ППД на качественном и количественном уровне с учетом возможности образования неорганических солей, содержание которых определяется степенью минерализации пластовой воды и температурой пласта.

Целью магистерской диссертации является обоснование применения методики подбора рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления на разных стадиях разработки месторождения.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ выбора источника воды для поддержания пластового давления на разных стадиях разработки месторождений.

2. Оценить степень влияния геологических, энергетических и микробиологических условий на совместимость рабочего агента с пластовыми флюидами.

3. Провести расчет химической совместимости и стабильности пластовых флюидов с системами поддержания пластового давления.

4. Сформировать комплекс мероприятий способствующих повышению эффективности разработки месторождений на ранней стадии разработки с учетом геологических условий, по причине которых происходит преждевременный рост обводненности добываемой продукции; на поздней стадии разработки замены посредством замены вытесняющего агента, с целью увеличения КИН и уменьшения ресурсо- и капиталовложений.

Научная новизна выполненной работы заключается в разработке методики принятия решений по выбору рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления реализуемой системой заводнения. Отличие предложенной методики от существующих заключается в комплексности применения инструментов анализа.

Разработанная методика комплексного анализа выбора агента вытеснения имеет практическую значимость и может быть использована при текущем мониторинге разработки месторождений, для анализа текущего состояния показателей разработки, при формировании программы ГТМ.

## **1 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

В настоящее время на большинстве нефтяных месторождений повсеместно используются системы ППД путём искусственного заводнения, так как с самого начала использования, метода показал свою эффективность и экономичность по сравнению с другими методами увеличения КИН.

Данный метод был открыт в результате случайного наблюдения операторами штата Пенсильвании в США в 1865 г. вблизи города Питоле. Они заметили, что через заброшенные, но не законсервированные скважины в продуктивные пласты, сквозь нарушенную обсадную колонну, поступала поверхностная вода. Через некоторое время, в соседних эксплуатационных скважинах значительно увеличилась добыча. Однако, наряду с дебитом нефти, возрос и отбор воды. Тогда стал очевиден тот факт, что просочившаяся вода до определенной степени восстановила упавшее давление, тем самым заставив нефть двигаться в направлении смежной добывающей скважины [1].

Тогда вопросом вплотную занялись Форест и Клейтон Дорн. Они пришли к выводу, что для достижения таких же результатов, можно нагнетать воду в пласт намеренно. Первое заводнение было осуществлено в 1915 году. Примененная Форестом система в дальнейшем стала известна как шахматная трехрядная сетка [2].

Поскольку в то время законы Пенсильвании запрещали нагнетание воды в пласт, процесс заводнения был проведен в тайне. Однако к 1921 году заводнение было законодательно разрешено. И в 1924 была применена первая пятиточечная система заводнения на месторождении Бредфорда. В 1931 г. его применили на шельфовом месторождении Бартслесвилла, а затем в 1936 году в Техасе, на месторождении Браун Каунти.

Заводнение, как метод ППД, приобрело свою популярность в 1950-х годах. Раньше метод использовался на месторождениях значительно

выработавших свой ресурс и лишь тогда, когда давление в пласте падало ниже давления насыщения [3]. В настоящее же время 90% от общего уровня добычи нефти добывают за счет ППД уже с первых этапов разработки. Длительное и успешное применение метода закачки вод основывается на доступности воды, относительной простоте её нагнетания и достаточно высокой эффективности вытеснения нефти водой.

Изначально заводнение осуществлялось в основном с помощью нагнетательных скважин, расположенных в законтурной части месторождения (законтурное заводнение). Данный метод хорошо себя зарекомендовал на месторождениях, представленных преимущественно однородными породами.

С развитием законтурного заводнения стали использовать системы внутриконтурного заводнения, когда месторождение разрезалось рядами нагнетательных скважин на отдельные блоки или площади самостоятельной разработки, и нефть вытеснялась нагнетаемой водой. Впервые внутриконтурная система разработки была опробована в 1955 г. на Ромашкинском месторождении.

Затем получило развитие приконтурное заводнение, где нагнетательные скважины располагаются внутри залежей в непосредственной близости от внешнего контура нефтеносности. Данный метод использовался для разработки небольших залежей (шириной не более 4 - 5 км) с известным положением контуров нефтеносности при относительно выдержанных пластах, высокой проницаемости и малой вязкости нефти.

Несколько позже – площадное, очаговое, циклические и комбинированные системы ППД.

Стремительное развитие методов ППД при разработке нефтяных месторождений происходило с использованием поверхностных, грунтовых, глубинных и сточных источников.

Так, на ряде площадей Ромашкинского, Ново-Елховского, а также на Контузлинском, Зычевашском, Старо-Кадеевском, Дачном и др. месторождениях в качестве агента закачки с начала разработки используется минерализованная вода, добываемая из подземных водоносных горизонтов. Здесь закачка в основном осуществляется методом межскважинной перекачки (МСП), основное преимущество которой – быстрый ввод в активную разработку месторождений, не обустроенных системой заводнения.

С 1973 года на нефтепромыслах Татарстана для заводнения нефтяных залежей стали использовать солоноватые воды нижнепермских отложений. Несмотря на накопленный положительный опыт, высокоминерализованные пластовые воды глубоких водоносных комплексов и слабоминерализованные воды нижнепермских отложений не нашли широкого применения.

На месторождениях Татарии и Башкирии используют поверхностные пресные воды. В Азербайджане и на полуострове Мангышлак - каспийскую воду.

На юрских продуктивных объектах месторождений Западной Сибири в качестве рабочего агента в основном используют воду апт-альб-сеноманского горизонта. Воды апт-сеноманского комплекса имеют практически повсеместное распространение, хлоридно-натриевые, слабощелочные, соленые с минерализацией 10 г/л. Воды стабильны к выпадению карбонатов кальция, возможным является выпадение гидроокиси железа. Состав вод устойчив во времени. При смешении с пластовой водой они практически не дают осадка.

### **1.1 Факторы, влияющие на процесс поддержания пластового давления путем заводнения**

В процессе разработки, возникает множество факторов, влияющих на процесс ППД, как в целом на всем разрабатываемом месторождении, так и по

каждой отдельной скважине. Зачастую, информация по нагнетательным скважинам, накопленная на месторождении, используется не эффективно или вовсе не используется.

Комплексный контроль некоторой системы подразумевает под собой измерение большого объема физических параметров, характеризующих работу ее отдельных элементов и системы в целом.

При закачке воды возникает множество трудностей, таких как:

- уменьшение приёмистости скважин со временем;
- прорывы по высокопроницаемым пропласткам и забоям добывающих скважин;
- утечка нагнетаемой воды в нецелевые пласты.

Всё это приводит к неэффективной закачке воды, образованию зон перекомпенсации и недокомпенсации.

Поэтому для регулирования системы ППД и ее контроля, необходимо учитывать множество факторов, таких как:

- геологическое строение залежи, тип коллектора и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта (расчлененность, содержание глинистых минералов, слоистость, зональная неоднородность, трещиноватость, кавернозность, микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды, межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой);
- стадию разработки месторождения (начальная и конечная стадия разработки);
- термобарические условия (температуру закачиваемой воды и давление; их влияние на смачиваемость, степень гидрофильности и гидрофобности породы и вытесняющей среды);
- химический и микробиологический состав вод;

- контроль качества нагнетаемой воды для ППД (химическая совместимость и стабильность закачиваемой и пластовой воды без осадкообразования).

Выбор оптимальных режимов работы нагнетательных скважин необходимо проводить с учётом выше перечисленных факторов, чтобы обеспечить комплекс требований, согласно которому закачиваемый в пласт вытесняющий агент не должен:

- оказывать вредного воздействия и изменять в худшую сторону качество извлекаемой и остающейся в пласте нефти, газа и воды (окисление, сульфирование и т.д);
- формировать осадки, приводящие к кольтматации пор и каналов пласта;
- провоцировать выделение балластных и коррозионно-активных газов ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и т.д);
- необратимо кольтматировать своей массой каналы низкой и повышенной проницаемости, блокировать в связи с этим возможность последующего применения различных методов повышения нефтеотдачи пластов, требующих развитой дренажной системы в продуктивных пластах.

### **1.1.1 Оценка геологических условий месторождений, как объектов заводнения**

Главной особенностью традиционного способа поддержания пластового давления путем закачки воды является неравномерность ее распределения, при которой обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками. При этом невыработанными остаются менее проницаемые пласты и пропластки. Неравномерность процесса заводнения и неполная выработка запасов объясняются проницаемостной неоднородностью и сложностью геологического строения продуктивных пластов, трудностью регулирования процесса вытеснения нефти водой из

залежей с большой вязкостной неустойчивостью вытесняемого и вытесняющего агента, а также изначально неточных представлений о состоянии остаточной нефтенасыщенности, т.е. о том, как остаточная нефть распределена в пласте и каковы ее свойства.

Для заводненных пластов эта проблема приобретает очень большое значение, в связи с тем, что нефть и вода в пластах, как несмешивающиеся жидкости по-разному взаимодействуют с породой, с активными рабочими агентами и между собой в зависимости от насыщенности, компонентного состава нефти, минералогического состава воды, вещественного состава пород и структуры пористой среды.

Заводнение нефтяных залежей при разработке может быть естественным, когда извлекаемая из пластов нефть замещается пластовой водой – контурной или подошвенной, и искусственным, когда нефть из пластов вытесняют водой нагнетаемой с поверхности или других водоносных пластов через нагнетательные скважины. Оба вида заводнения выражаются показателями, на которые в свою очередь влияет ряд факторов:

1. коэффициент дренирования залежей:

$$\eta_{др} = \frac{V_{дрен}}{V_{залежи}} \quad (1)$$

- Расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов.
- Условия залегания нефти, газа и воды в пластах.
- Размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов.
- Состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

2. коэффициент охвата пластов заводнением:

$$\eta_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{дрен}} \quad (2)$$

- Макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств).

- Трещиноватость, кавернозность (тип коллектора).
- Соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

3. коэффициент вытеснения нефти водой из пористой:

$$\eta_{\text{ВЫТ}} = \frac{1 - \sigma_{\text{СВ}} - \sigma_{\text{ОСТ Н}}}{1 - \sigma_{\text{СВ}}} \quad (3)$$

- Микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость).
  - Смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды, определяемые углом смачивания.
  - Межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

Знание этих факторов и степень их влияния очень важно на стадии прогноза заводнения, для обоснования выбора систем размещения скважин и вытесняющего агента, а также выяснения причины понижения эффективности заводнения, то есть снижения приемистости нагнетательных скважин, определяющей объем рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени.

В целом вся история заводнения представляет собой драматическую страницу в истории освоения месторождений нефти Западной Сибири. Она связана с повсеместным обводнением месторождений, таких как УстьБалыкское, Самотлорское, Федоровское и др. (т.е. именно там, где активно применяли системы ППД). Дело в том, что в Западную Сибирь методы заводнения были перенесены по опыту с Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и до сих пор применяются без какой-либо корректировки, исходя из априорного предположения об общности поверхностно-молекулярных свойств продуктивных пород этих нефтегазоносных бассейнов. Однако в отличие от девонских пород-коллекторов Волго-Уральского НГБ продуктивные песчаники мезозойского возраста Западной Сибири являются полимиктовыми. Основной компонент в их составе – полевые шпаты. Степень их гидрофильности существенно ниже,

чем у кварца. При этом значения удельных поверхностей полимиктовых пород-коллекторов Западной Сибири превосходят величины удельных поверхностей кварцевых мономинеральных песчаников Волго-Уральского НГБ, достигая на некоторых месторождениях  $300 \text{ см}^{-1}$  и более при максимальном их значении там, не превышающем  $130 \text{ см}^{-1}$ . Относительно низкая степень гидрофильности коллектора в сочетании с повышенными значениями удельной поверхности способствует адсорбции полярных компонентов нефти на поверхности твердой фазы. С одной стороны, этот процесс приводит к гидрофобизации пород-коллекторов, а с другой – к снижению проницаемости вследствие сокращения размеров поровых каналов за счет образования адсорбционного слоя [4].

В связи с вышеотмеченным породы-коллекторы большинства нефтяных залежей Западной Сибири характеризуются гидрофобными свойствами, определяемым краевым углом смачивания (рисунок 1) по уравнению Юнга (4) [4].

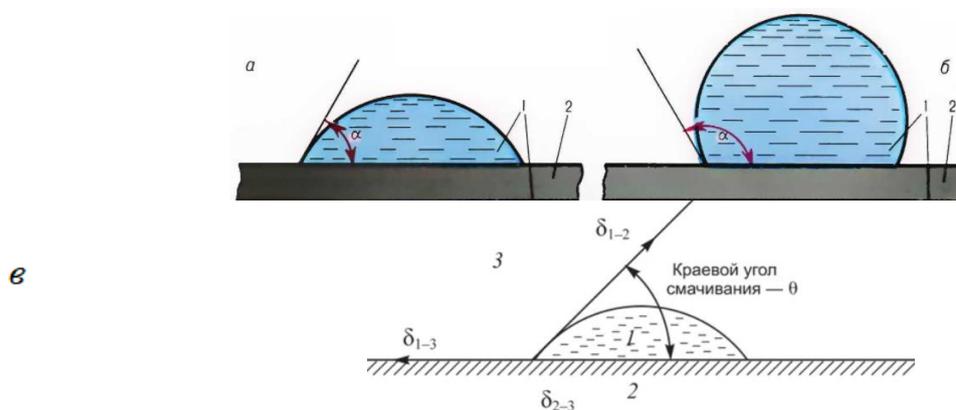


Рисунок 1 – Гидрофильная (а) и гидрофобная (б) поверхности в двухфазной системе вода-нефть; 1 – вода; 2 – нефть; а – краевой угол смачивания (в).

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{1-3} - \sigma_{2-3}}{\sigma_{1-2}} \quad (4)$$

где:  $\theta$  – угол смачиваемости;

$\sigma$  – поверхностное натяжение на границе фаз:

$$\sigma = \frac{F}{l} \quad (5)$$

где:  $F$  – сила поверхностного натяжения, действующего на контур  $l$ , ограничивающий поверхность жидкости.

Во многих случаях эта гидрофобность является вторичной, поэтому для условий Западной Сибири при составлении проектов разработки месторождений необходимы исследования смачивающих свойств продуктивных пород каждой залежи. При этом метод заводнения может быть рекомендован только для залежей, приуроченных к гидрофильным коллекторам, что и должно было происходить на ранних стадиях разработки. Однако этого не произошло, и в результате оказалось, что системы ППД не повысили нефтеотдачу, а наоборот, привели к обводнению многих залежей за счет неравномерного стягивания контура нефтеносности в процессе эксплуатации месторождений. При этом в недрах остается от 70 до 90 % нефти в виде нетронутых «целиков» [5].

Отрицательный опыт заводнения диктует обязательное включение в комплекс нефтепромысловых гидрогеологических исследований изучение капиллярных явлений (определение капиллярных давлений, оценка гидрофильности-гидрофобности коллекторов и др.).

В пределах одной залежи можно по величинам капиллярных давлений наметить участки с рекомендуемым заводнением и участки, где заводнение не рекомендуется. Например, Семеновой Т.В. в 2001 году рассчитаны капиллярные давления и построена карта капиллярных давлений начала вытеснения, возникающих на границах воды и нефти в поровом пространстве пласта Кальчинского месторождения, на которой прослеживаются участки, где возможно формирование языков обводнения вокруг крупнопоровых разностей пород-коллекторов – охарактеризованы минимальными значениями капиллярных давлений [6].

В группу залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) относят залежи, приуроченные к гидрофобным коллекторам и к коллекторам со смешанной смачиваемостью.

«Гупиковые» зоны, где сосредоточены «целики» трудноизвлекаемой нефти – это и есть гидрофобные коллекторы, которые необходимо превращать в трещинный коллектор с помощью гидравлического разрыва пластов (ГРП), а затем заводнять эти зоны.

Капиллярно-гравитационные модели нефтяных залежей могут быть использованы с целью оптимального размещения добывающих и нагнетательных скважин, что поможет повысить конечную нефтеотдачу и снизить количество нагнетаемой в пласт непроизводительной воды. Таким образом, капиллярно-гравитационные модели могут быть использованы при уточнении системы разработки залежей на любой стадии их разработки. Для гидрофильных пород-коллекторов, как было указано выше, при решении этой задачи могут быть использованы карты капиллярного давления смещения (давления начала фильтрации) (рисунок 2). Для пород со смешанной смачиваемостью и гидрофобных могут быть полезны карты капиллярно-гравитационного отношения (рисунок 3) [6].

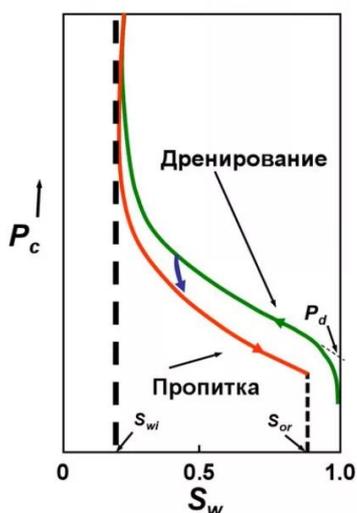


Рисунок 2 – Капиллярные давления смещения;

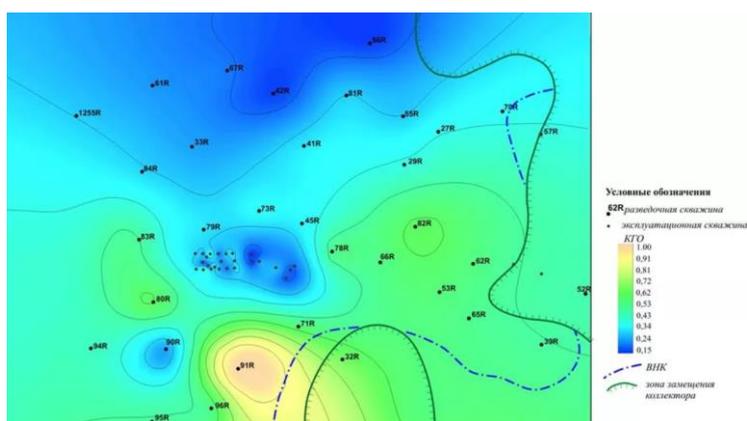


Рисунок 3 – Карта капиллярно-гравитационного отношения

дренирование –  
насыщенность  
несмачивающей фазы,  
пропитка – насыщенность  
смачивающей фазы

Кроме того, характер смачиваемости влияет на выбор степени минерализации закачиваемого агента. Так, закачка морской воды приводит к адсорбции на поверхности породы ионов  $SO_4^{2-}$ , что снижает положительный заряд поверхности. Для получения эффекта от пропитки морской водой необходимо наличие в ней ионов  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$ . Воздействие морской водой без NaCl увеличивает коэффициент вытеснения по сравнению с обычной морской водой. Объясняется это тем, что ионы соли NaCl, которые не влияют на характер смачиваемости, блокируют доступ к поверхности породы активных ионов  $SO_4^{2-}$ ,  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$ .

Эффекты снижения остаточной нефтенасыщенности контролируются изменением соотношения гидродинамического перепада давления к капиллярному. В условиях высокотемпературного карбонатного пласта ионно-обменные процессы протекают наиболее активно, что способствует гидрофилизации коллектора, увеличению скорости его пропитки водой и мобилизации нефти. Но в результате реакции с образованием и осаждением  $CaSO_4$  концентрация активных ионов снижается, часть порового пространства блокируется и приёмистость нагнетательных скважин постепенно падает.

Таким образом, оптимизируя состав воды, можно регулировать механизм ионного обмена между закачиваемой водой и породой, добиваясь максимального коэффициента вытеснения за счёт изменения смачиваемости породы. Наиболее целесообразно вести закачку воды с изменённым, относительно пластовой воды, ионным составом с самого начала заводнения.

В дальнейшем для уменьшения ионной нагрузки рекомендуется снижение минерализации закачиваемой морской воды путём её разбавления пресной водой, с применением термокомпрессии, дистилляции или обратного осмоса.

В России низкоминерализованное заводнение, в том числе на основе пресной воды, исторически не считается методом увеличения нефтеотдачи. Прежде всего, изучался механизм потери приёмистости нагнетательных скважин, который отечественные специалисты связывают с нарушением равновесного состояния глинистых минералов при их взаимодействии с солевыми растворами. Набухание глин и дезагрегация контактного и плёночного цемента с отрывом частиц от поверхности породы могут привести к полной потере проводимости терригенных отложений.

Результаты исследований Ахметгареев В.В. по заводнению пластовой и низкоминерализованной водами кернов песчаников и алевролитов в зависимости от их глинистости показали, что при объёмной глинистости образцов 2 % и менее возможна закачка воды с плотностью от 1000 до 1160 кг/м<sup>3</sup> без существенной потери в приёмистости. При доле глинистых минералов в общем объёме скелета породы свыше 5 % коллектор не принимает воду с плотностью до 1090 кг/м<sup>3</sup>. С уменьшением минерализации воды проницаемость глинодержащих пород снижается и эти эффекты часто необратимы. Наибольшее влияние на изменение проницаемости заглинизированного пласта оказывает вода с минерализацией от 0 до 30 г/л. Дальнейшее увеличение концентрации солей в растворе не приводит к существенному увеличению проницаемости.

В карбонатной породе-коллекторе миграция и набухание глинистых частиц при закачке морской воды, возможно, отсутствуют. В этом случае допустимо снизить минерализацию закачиваемой воды на начальной стадии разработки с целью разрушения мостиковых связей двухвалентных ионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup>, обеспечивающих гидрофобизацию поверхности, и повышения

коэффициента вытеснения. Однако простое разбавление пресной водой может спровоцировать выпадение в осадок соединений кальция.

Обогащение фильтрующейся в пласте опреснённой воды сульфат-ионами часто происходит из-за растворения сульфатсодержащих минералов, присутствующих в скелете пласта. Не исключена вероятность окисления рассеянного во вмещающих породах пирита кислородом, растворённым в нагнетаемой воде поверхностного источника. Погребённая вода также служит источником солеобразующих ионов. Если она не имеет непрерывной связи с краевой или подошвенной водой, то, в отличие от свободной пластовой воды, концентрация ионов  $\text{SO}_4^{2-}$  будет в ней значительно выше. Согласно исследованиям М.М. Sharma и Р.Р. Filoso [7], минерализация погребённой воды в пласте – один из главных факторов, влияющих на коэффициент вытеснения при заводнении. Обогащение вод сульфат-ионами происходит тем интенсивнее, чем меньше минерализация исходной воды. Следовательно, опреснение не исключает возможности насыщения водной среды солеобразующими ионами и не является гарантией отсутствия выпадения солей в пласте и добывающих скважинах.

Возможен вариант, когда на начальном этапе заводнять пласт водой с минерализацией, не вызывающей набухаемости глинистого цемента, и добавками ингибитора солеотложений, затем, по мере увеличения обводнённости продукции, переходить на постепенное опреснение воды и при достижении 80 – 85 %-й обводнённости – на закачку полностью пресной воды [8]. Кроме того, опреснение будет способствовать частичному растворению ангидрита, выпавшего в породе [9]. При наличии в породе монтмориллонита нагнетательные скважины должны обрабатываться реагентами – понизителями набухаемости глин.

Опыт разработки месторождений свидетельствуют о том, что зональная, слоистая неоднородность коллекторских свойств, прерывистость пластов, линзовидное их строение являются главными факторами,

снижающими эффективность разработки, КИН и повышающими обводненность. В связи с необходимостью преодоления негативного проявления зональной неоднородности коллекторских свойств, которые нельзя было учесть при проектировании первоначальной системы заводнения, были созданы очаговые и избирательные системы.

На примере моделирования разработки Турнейского яруса Западно-Сиреневского месторождения проведены исследования с размещением скважин по двум вариантам, которые различаются тем, что:

- Вариант 1. Скважины под нагнетание воды осваиваются в пониженной, слабопроницаемой, частично заводненной зоне;
- Вариант 2. Скважины под нагнетание воды осваиваются в повышенной, среднепроницаемой зоне структуры, неохваченной заводнением (рисунок 4).

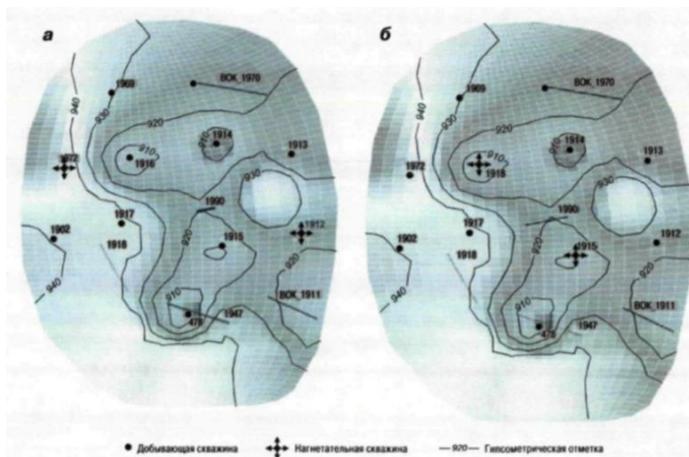


Рисунок 4 – Варианты размещения скважин на Западно-Сиреневском месторождении а) 1 вариант, б) 2 вариант

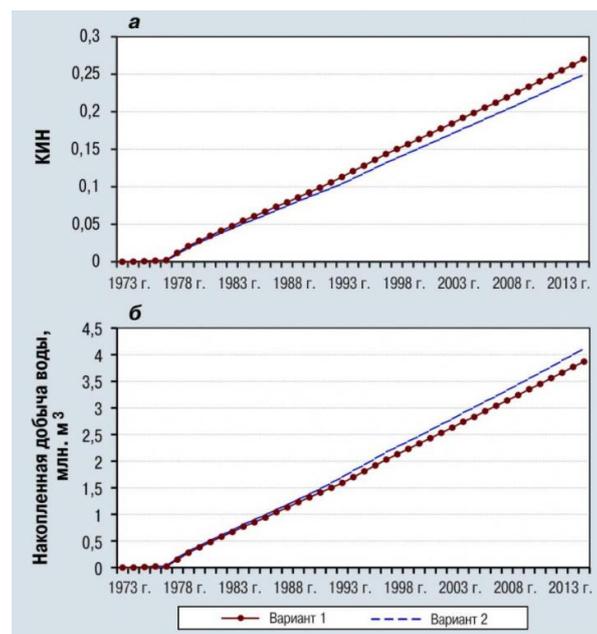


Рисунок 5 – Технологические параметры при моделировании участка Западно-Сиреневского месторождения

Результаты показывают, что относительно размещения скважин по второму варианту, расположение их в пониженной, слабопроницаемой, частично заводненной зоне является наиболее эффективным в плане конечного увеличения коэффициента нефтеотдачи и снижения обводненности продукции добывающих скважин. Видим, что по КИН более эффективно вытеснение нефти водой из слабонефтенасыщенных, частично заводненных зон к более нефтенасыщенным; из пониженных участков к повышенным; из слабопроницаемых и менее пористых коллекторов к более проницаемым и более пористым; из расчлененных анизотропных зон к менее расчлененным зонам или зонам слияния пропластков с образованием там зон стягивания контура вытеснения.

Кроме того, в последние годы все большее внимание начинает привлекать площадная анизотропия коллекторских свойств пласта. Анизотропный характер фильтрации флюидов отмечается при анализе разработки карбонатных залежей, характеризующихся трещиноватостью. Трещины имеют проводимость и протяжённость, сопоставимую с расстоянием между скважинами, что приводит к преждевременному прорыву воды и снижению охвата пласта заводнением.

К особенностям проектирования разработки низкопродуктивных коллекторов, характеризующихся трещиноватостью, следует отнести взаимное размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно простирания основных трещин. Тем самым задача усложняется и сводится не только к выбору вида системы заводнения, но и выбору местоположения добывающих и нагнетательных скважин относительно простирания основных направлений трещин. Оптимальным направлением продвижения фронта воды, несмотря на низкую эффективность на первом этапе, является направление, перпендикулярное простиранию основных систем тектонических трещин. Продвижение фронта воды в крест простиранию

трещин обеспечит вытеснение нефти из менее проницаемой части породы блоков.

### **1.1.2 Микробиологические требования, предъявляемые к закачиваемой воде**

Большинство проблем в системах ППД обусловлены причинами, которые имеют эксплуатационный характер, в первую очередь, выход из строя и износ оборудования, но основной является проблема, по большей части, природного характера, наличие кислорода и сульфатредуцирующих бактерий в закачиваемой в пласт воде.

Рост и размножение микроорганизмов в системе пласт – скважина – наземное оборудование являются причиной ряда проблем при добыче нефти заводнением. К основным из них относятся: коррозия оборудования, ухудшение фильтрационных характеристик пород, уменьшение КИН за счет закупорки коллектора скоплениями живых и мертвых бактериальных клеток и продуктов их жизнедеятельности [10].

В биоценозе нефтепромысловых вод участвует широкий ряд микроорганизмов, сульфатвосстанавливающие, нитрофицирующие, тионовые и железобактерии. Однако наиболее существенный ущерб нефтепромысловым объектам наносят сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ) [11].

В результате жизнедеятельности этих бактерий продукция скважин насыщается биогенным сероводородом,  $\text{CO}_2$  и другими органическими кислотами, что приводит к увеличению скорости коррозии ГНО и трубопроводов, по которым ведется закачка воды и доставка продукции до ЦПН. Наиболее оптимальными условиями для жизнедеятельности СВБ являются близкая к нейтральной реакция водной среды, минимальное содержание или вовсе отсутствие свободного кислорода, минерализация воды в пределах 10-100 г/л, а также температура 25-45 °С.

Практика показывает, что, несмотря на наличие, достаточно успешных способов борьбы с последствиями жизнедеятельности СВБ, таких как использование ингибиторов коррозии, оборудования в коррозионностойком исполнении, применение нейтрализаторов сероводорода, существует необходимость непосредственного подавления СВБ посредством закачки бактерицида и дозирования нитрата кальция ( $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ ) в воду ППД для защиты всех последующих узлов – пласт, добывающая скважина, наземная инфраструктура.

С целью повышения эффективности методов подавления СВБ на объектах ППД, добычи, сбора и подготовки нефти проводится коррозионный мониторинг, включающий замеры скоростей коррозии гравиметрическим и электрохимическим методами, определение физико-химических показателей добываемых и перекачиваемых сред, а также оценку их зараженности. На основании анализа полученных данных корректируются графики химических обработок, выдаются рекомендации по эффективной защите эксплуатируемых объектов.

При выборе закачиваемых вод особое внимание помимо биологической следует также уделить химической совместимости и стабильности вод.

### **1.1.3 Оценка химической совместимости и стабильности вод**

Прежде чем выбрать агент вытеснения нефти, необходимо исследовать совместимость пластовой воды и раствора для ППД с учетом возможности образования неорганических солей, содержание которых определяется температурой пласта и степенью минерализации пластовой воды.

Общепринятый метод определения наличия или отсутствия равновесия в системе осадок – раствор исходит из сравнения произведения

растворимости (ПР) малорастворимого соединения ( $K_s^0$ ) с произведением активностей ионов А и В ( $A_m$  и  $B_n$ ) [12].

В общем виде, произведение растворимости для вещества с формулой  $A_mB_n$ , которое диссоциирует на  $m$  катионов  $A^{n+}$  и  $n$  анионов  $B^{m-}$ , рассчитывается по уравнению:

$$K_s^0 = [A^{n+}(aq)] \cdot [B^{m-}(aq)] \quad (6)$$

где:  $[A^{n+}(aq)]$  и  $[B^{m-}(aq)]$  – равновесные молярные концентрации ионов данного вещества, образующихся при электролитической диссоциации [13].

Из произведений растворимости и отношения числа катионов к анионам ( $m/n$ ) можно рассчитать концентрации катионов и анионов в растворе малорастворимого электролита.

Если  $A_m \cdot B_n \geq K_s^0$ , то система осадок – раствор практически находится в равновесии или в состоянии пересыщения малорастворимого соединения. Если же  $A_m \cdot B_n < K_s^0$ , то изучаемый водный раствор не насыщен малорастворимым электролитом.

Это связано с тем, что растворимость осадков увеличивается в присутствии ионов или молекул, образующих с ионами осадка малодиссоциирующие соединения. Равновесные концентрации ионов в растворе над осадком уменьшаются и это приводит к растворению осадка в соответствии с константой равновесия  $K_s^0$ .

Уравнение произведения растворимости (6) не учитывает коэффициенты активности, то есть степень влияния ионных сил. Для растворов с концентрациями большими, чем  $1 \cdot 10^{-4}$  моль/л, необходимо использовать произведение активностей:

$$S = \sqrt[m+n]{\frac{K_s^0}{m^m \cdot n^n}} \quad (7)$$

где:  $m$  – количество моль катиона;

$n$  – количество моль аниона;

$K_s^0$  – произведение растворимости;

$S$  – растворимость вещества (моль/л).

Итак, чтобы оценить совместимость пластовых вод с предполагаемым агентом вытеснения нефти, прежде всего, проводится оценка факторов, влияющих на образование малорастворимых соединений.

Комплекс по изучению совместимости пластовых флюидов с системами поддержания пластового давления (ППД) включает ряд этапов:

1. Качественный и количественный химический анализ пластовой воды и раствора ППД.

2. Учет температуры, характерной для месторождения, на котором планируется использование раствора ППД, так как характер влияния температуры на величину произведения растворимости и, следовательно, на растворимость определяется знаком  $\Delta H$  (8): при  $\Delta H^0 < 0$  (экзотермические процессы) величина  $K_s^0$  с ростом температуры уменьшается,  $\Delta H^0 > 0$  (эндотермические процессы) – возрастает.

$$\Delta H = H_{\text{кон}} - H_{\text{нач}} \quad (8)$$

где:  $H$  – энтальпия, определяемая как сумма внутренней энергии системы и произведения ее давления и объема.

В подавляющем большинстве случаев процессы растворения твердых веществ – эндотермические. Поэтому с понижением температуры растворимость малорастворимых соединений, как правило, уменьшается. Увеличение растворимости с понижением температуры встречается редко и связано с изменением структуры кристаллической решетки [14].

3. Оценка влияния на осадкообразование солевого эффекта (присутствия сильного электролита, не имеющего с осадком одноименного иона, увеличивающего растворимость за счет снижения активности ионов в растворе), поскольку увеличение ионной силы раствора приводит к уменьшению коэффициентов активности ионов осадка, к увеличению реального произведения растворимости и, как следствие, к увеличению

растворимости осадка. Однако при больших значениях ионной силы раствора возможно не увеличение, а, наоборот, уменьшение растворимости осадка при введении в систему посторонних электролитов, т.к. коэффициенты активности ионов могут быть больше единицы [15].

4. Исследование влияния конкурирующих реакций, так как ионы осадка могут вступать в реакции с компонентами раствора – ионами лития, собственными ионами, посторонними веществами. Общая растворимость осадка в этих случаях складывается из концентраций всех форм, которые образуют его катион и анион. Наличие конкурирующих реакций всегда ведет к повышению растворимости вплоть до полного растворения осадка.

5. Оценка возможности кристаллообразования солей, так как при совмещении сильноминерализованных растворов, помимо образования малорастворимых солей, возможна кристаллизация солей. Поэтому необходимо рассчитать растворимости солей при температурах, характерных для пластовых.

6. Для подтверждения расчетных данных следует определить химический состав агента вытеснения нефти после фильтрации через образцы кернов, насыщенных пластовой водой и нефтью (лабораторно).

Итак, используемая для заводнения вода по своим свойствам должна быть совместима по химическому составу с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью, значит не вызывать образования осадка в пласте и эксплуатационном оборудовании. Она должна быть стабильна, то есть в подготовленной для нагнетания воде при хранении и перекачке не должны образовываться твердые взвешенные частицы (ТВЧ) за счет химических реакций. Большинство закачиваемых вод имеет низкую стабильность, что связано со значительным содержанием в них ионов бикарбонатов ( $\text{HCO}_3^-$ ) и солей закисного железа в форме бикарбонатов  $\text{Fe}(\text{HCO}_3)_2$ . Если этот агент прореагирует с кислородом, образуется осадок

гидрата окиси железа ( $\text{Fe}(\text{OH})_3$ ), приводящий к снижению приемистости нагнетательных скважин, и весьма коррозионно-активный углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ). Нестабильные воды перед закачкой в пласты должны обрабатываться химическими реагентами-ингибиторами в композиции с полимерами, бактерицидами и другими активными веществами.

Также крайне важно для приготовления закачиваемых в пласт водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов следует использовать воду, исключаящую деструкцию реагентов и не образующую с ними соединений, способных выделяться в осадок после контакта с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью.

### **1.1.3 Влияние энергетических характеристик пласта**

Учет температуры и давления играет немало важную роль при планировании использования вытесняющего агента.

Нагнетание больших объемов холодных поверхностных вод понижает температуру в пласте. С понижением температуры увеличивается вязкость нефти, повышаются показатели ее структурно-механических свойств. В нефтях, содержащих парафин и смолы, при снижении пластовой температуры могут образовываться и отлагаться кристаллы парафина, резко увеличивающие фильтрационные сопротивления и, как следствие этого снижающие нефтеотдачу.

Однако в высокотемпературных условиях эксплуатации глубинно-насосного оборудования (ГНО) активизируется образование солевой накипи, в основном представленной отложениями безводного сульфата кальция – ангидрита ( $\text{CaSO}_4$ ) и кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) с включениями продуктов коррозии металла. Поэтому для каждого месторождения следует заранее вычислять допустимые пределы изменения температуры закачиваемой в пласт воды и ее влияние на поведение флюида в пласте, чтобы избежать выпадения солей, либо образования коррозии ГНО.

Температура жидкости оказывает существенное влияние на величину поверхностного натяжения. При ее повышении увеличивается энергия частиц, понижающая межмолекулярные силы, что приводит к увеличению скорости теплового движения молекул, снижению поверхностного натяжения на границе с поверхностью пор, а также понижению или повышению межфазного натяжения между жидкостями в зависимости от их состава.

Для продуктивных пластов повышение забойного давления на 15-25 % сверх пластового может способствовать раскрытию трещин, что повлечет за собой повышение проницаемости и приемистости нагнетательных скважин. Значит, с увеличением давления и размеров проводящих каналов можно закачивать воду с большим содержанием механических примесей и ТВЧ, но не превышающих значений, регламентируемых ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов». Однако с понижением давления водная фаза теряет растворённые кислые газы ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ), в результате чего повышается ее водородный показатель (рН) и понижается растворимость карбоната кальция ( $\text{CaSO}_3$ ).

Кроме того, температура и давление будут влиять на величину угла смачивания: с увеличением температуры закачиваемого в пласт рабочего агента снижается адсорбция активных компонентов нефти, поэтому поверхность породы лучше смачивается водными растворами, возрастает ее гидрофильность; с ростом давления смачиваемость пород рабочими агентами ухудшается и наоборот, соответственно.

## **1.2 Анализ источников воды для систем поддержания пластового давления**

Для поддержания пластового давления заводнением необходим большой объем качественной воды. Решение проблемы водоснабжения

сводится к изысканию надежного и водообильного источника, обоснованию качества воды и разработке технологии ее подготовки.

Выбор источника закачиваемой воды, прежде всего, определяется стадией разработки месторождения (рисунок 6).

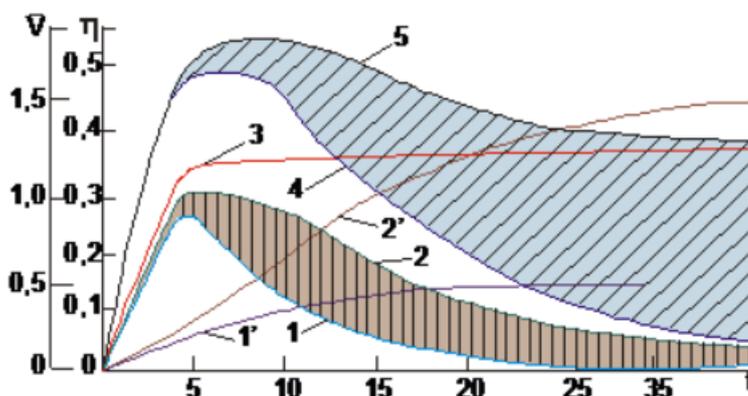


Рисунок 6 – Динамика относительного отбора жидкости, нагнетания воды, потребности в воде  $v$  и нефтеотдачи  $\eta$  во времени (по М.Л.Сургучеву) 1, 1' - соответственно добыча нефти и нефтеотдача при режиме растворенного газа; 2, 2', 3 соответственно добыча нефти, нефтеотдача и отбор жидкости при заводнении; 4 потребность в воде при полном возврате сточных вод; 5 расход нагнетания воды. Штриховка: вертикальная эффект в добыче нефти от заводнения; косая экономии (возврат) воды

На начальных стадиях разработки месторождения, которые характеризуются низким темпом обводненности (до 8-11 % в год), источником заводнения являются водозаборные скважины, которые извлекают грунтовые (артезианские) и глубинные (верхних и нижних водоносных горизонтов) воды с различной степенью минерализации, а также воды открытых водоемов (озер, рек, морей и водохранилищ).

Глубинные и грунтовые воды характеризуются значительным многообразием химического состава (минерализация 80-250 мг/л) и низким содержанием твердых взвешенных частиц (ТВЧ).

Воды открытых водоемов будут значительно уступать им по качеству, ввиду содержания большого количества механических примесей, а именно глин и песка, которые способны вызвать набухание глин, что повлечет за собой снижение проницаемости и закупорку продуктивных каналов. Использование речной и озёрной воды на долговременной основе приведет к истощению пресноводных ресурсов, а с точки зрения влияния на пласт – к сероводородному заражению и образованию нерастворимых осадков из-за привнесения кислорода (содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л), сульфатредуцирующих бактерий и большого количества ТВЧ.

Несмотря на эти недостатки, специфика ранних этапов эксплуатации месторождений заключается в том, что в добываемой продукции практически отсутствует пластовая вода или её недостаточен ее объем для заданного уровня компенсации. Поэтому закачка природных вод поверхностных источников с их уникальным химическим составом в целях ППД является вынужденной и необходимой мерой.

Воды глубинных водоносных горизонтов часто не требуют дополнительной подготовки, так как они в большей степени минерализованы. Установлено, что с применением в качестве вытесняющего агента минерализованных вод коэффициент вытеснения нефти становится на 7-12 % выше, чем при закачке пресных вод.

При выборе подземных источников водоснабжения, в первую очередь, обращается внимание на водообильность водоносного горизонта и на их физические и химические свойства. Используемый нефтевытесняющий агент не должен вызывать выпадения осадков при контакте с пластовой водой, для этого вода должна быть совместимой с пластовой и не содержать большое количество ТВЧ, приводящих к коагуляции порового пространства и снижению коэффициента приемистости нагнетательных скважин.

На завершающей стадии, которая характеризуется медленным темпом снижения текущих отборов нефти (около 1 % в год от начальных извлекаемых запасов – НИЗ), высокой обводненностью (более 80 %) и ее ростом во времени, источником водоснабжения будут попутно добываемые воды, прошедшие кондиционирование.

Основная причина, по которой в системах ППД все больше используются нефтепромысловые сточные воды, заключается в том, что практически все разрабатываемые месторождения находятся на поздней стадии разработки; обводняется все больше добывающих скважин и в больших объемах извлекается попутная вода, которая должна быть утилизирована. В связи с этим системы водоснабжения должны видоизменяться и приспосабливаться к конкретным условиям разработки месторождения.

Попутные воды в своем большинстве минерализованы и обладают хорошими нефтевытесняющими свойствами, однако содержат большое количество эмульгированной нефти, механических примесей, диоксида углерода и сероводорода в своем составе.

Теперь проанализируем две точки зрения на проблему выбора и подготовки агента заводнения с различной степенью минерализации.

Как следует из данных таблицы 1, практически для всех МУН, которые применяются на территории Российской Федерации, минерализация вод является ограничивающим фактором, резко снижающим их эффективность.

Таблица 1 – Потенциальные возможности и факторы, влияющие на изменение эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях залежей, насыщенных высокоминерализованными водами

МУН	Увеличение нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента вытесняющей жидкости
Водорастворимые ПАВ	2,5 - 3,0	ПАВ отличает высокая чувствительность к качеству воды – содержание кислорода, микроорганизмов и мехпримесей, которые в состоянии свести эффект его применения к нулю. С повышением минерализации пластовых вод эффект МУН снижается в связи с возрастанием межфазного натяжения между нефтью и раствором ПАВ. Для получения эффекта подбирается смесь различных ПАВ индивидуально для каждого объекта, что повышает эффективность, но значительно удорожает МУН.
Полимерное заводнение, СПС, ВУС, темпоскрин	4,0-5,0	Биологическая и механическая деструкция ПАА уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, его загущающую способность. В минерализованной воде в 5-10 раз уменьшается вязкость растворов гидролизованного полиакриламида, что резко снижает величину остаточного фактора сопротивления. В пласте с проницаемостью более 1,5 мкм <sup>2</sup> практически не проявляется остаточный фактор сопротивления. Методы неэффективны при пластовых температурах выше 70°С.
Щелочное заводнение	2,0-8,0	Жесткие критерии применимости метода по активности нефти. Минерализация пластовых и закачиваемых вод, как и большое содержание глин в породе, исключают возможность применения метода, так как в этих условиях не происходит образование нефтевытесняющего агента – ПАВ при взаимодействии щелочи с нефтью.
ИХН-КА, Галка	4,0-7,0	Метод реализуется в образующейся в пластовых условиях системе при рН=9,5-10,5. Минерализация вод нарушает фазовое равновесие системы и резко снижает эффективность метода.
ПДС, ВДС, КДС	5,0-13,0	Методы эффективны в пресных слабоминерализованных водах. Минерализация воды снижает эффективность метода, что связано со значительным уменьшением вязкости полимеров в минерализованных пластовых водах и снижением прочности образующихся в минерализованных средах полимер-минеральных и волокнисто-минеральных комплексов.

Весомый вклад в изучение влияния, оказываемого минерализацией закачиваемой в пласт воды, внес отечественный ученый А.Я. Хавкин. Им было установлено, что вытеснение нефти из нефтяных залежей в добывающие скважины является не механическим процессом замещения нефти вытесняющей ее водой, а сложным физико-химическим процессом, при котором определяющую роль играют явления ионнообмена между пластовыми и закачиваемыми флюидами с породой. Согласно Хавкину А.Я., макропараметры нефтевытеснения определяются величиной капиллярного гистерезиса в системе «нефть-вода-порода». Величина капиллярного гистерезиса зависит от смачивающих свойств поверхности пород,

определяемых зарядовыми взаимодействиями, определяющими распределение фаз в поровом пространстве при различных компонентном и ионном составах фаз, особенности фильтрации воды, нефти и газа, поведения глин [16].

Специалисты концерна Shell пропагандируют концепцию заводнения с низкой минерализацией (Low Salinity Water Flooding – LSWF), как и компания British Petroleum, которая зарегистрировала технологию увеличения нефтеотдачи с применением низкоминерализованного заводнения – LoSal. Р. Bedrikovetsky и Тронов В.П. также высказывают мнение о предпочтительности использования для целей ППД воды с пониженной минерализацией, ввиду возможности их комбинирования с технологиями полимерного заводнения и теплового воздействия на пласты. Тезис «чем ниже содержание солей в воде, тем проще извлечь нефть из пористой породы коллектора» объективно вытекает из механики ионно-обменных процессов между водой и нефтенасыщенной породой Хавкина А.Я., однако при этом проблема неконтролируемого выпадения минеральных соединений в результате смешения вод, не обсуждается.

Вместе с тем закачиваемая вода любого, без исключения, происхождения, контактируя с пластовой водой, вступает с ней во взаимодействие, которое может привести к выпадению осадков. Компоненты двух или нескольких растворов не реагируют между собой только при идентичности химического состава вод и их пребывании в равновесном состоянии. Однако добиться полной идентичности, используя для ППД высокоминерализованную пластовую или сточную воду, весьма сложно, особенно с учётом различий и непостоянства их химического состава на разных участках технологической цепочки. Поэтому возможно использование химических реагентов-ингибиторов в композиции с полимерами, бактерицидами и другими активными веществами. Закачку высокоминерализованных попутных вод также следует осуществлять при

наличии глинистых минералов, так как их разбухание интенсивно развивается при контакте с пресными водами и существенно снижается при использовании попутных вод повышенной минерализации.

Наряду с минеральными солями в закачиваемой воде, как правило, присутствуют продукты коррозии, частицы породы, нефть, которые при закачке могут закупоривать перфорационные отверстия, поровые каналы и уменьшать проницаемость коллектора. Поэтому к подготовке вод, используемых в системе ППД, предъявляются строгие требования. Согласно ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [17] допустимое содержание механических примесей в воде в зависимости от типа порового пространства коллектора может составлять от 3 до 50 мг/л, для нефти – от 5 до 50 мг/л (таблица 2).

Таблица 2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм <sup>2</sup>	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл. свыше 0,1	- -	до 3 до 5	до 5 до 10
до 0,35 вкл. свыше 0,35	от 6,5 до 2 вкл. менее 2	до 15 до 30	до 15 до 30
до 0,6 вкл. свыше 0,6	от 35 до 3,6 вкл. менее 3,6	до 40 до 50	до 40 до 50
*Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде».			

Таким образом, вопрос использования пластовых слабосоленых и попутных высокоминерализованных вод для целей ППД по-прежнему остается актуальным и открытым. Однако выбор минерализации, источника и способа кондиционирования воды для заводнения всегда должен быть обоснован лабораторными экспериментами, ГДМ и экономическим расчетом эффективности применения вытесняющего агента при ППД.

## 2 ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

В зависимости от стадии разработки месторождения в качестве источника воды, могут выступать как воды открытых водоемов и грунтовые воды водоносных горизонтов, так и попутно добываемые воды (ПДВ), поступающие на поверхность в процессе добычи нефти и отделяемые в уже непосредственно в процессе ее сбора и подготовки.

Вопросы утилизации попутно добываемых вод приходится решать на всех этапах разработки месторождения. В течение цикла жизни месторождения объем добываемой воды меняется, поскольку в процессе эксплуатации увеличивается водонефтяное отношение. Ввиду высокой минерализации ПДВ нельзя сбрасывать в реки и водоемы, так как это приводит к гибели пресноводных; их закачка в продуктивные или поглощающие пласты, также не всегда экономически выгодна и рационально обоснована. Поэтому использование попутно добываемой пластовой воды в системе ППД при водонапорном режиме разработки месторождений является важным техническим и природоохранным мероприятием в процессе добычи нефти, позволяющим осуществлять замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме: нагнетательная скважина – пласт – добывающая скважина – система сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки – система ППД.

Следует сформировать технологическое решение к организации подготовки и повторной закачки попутно добываемой воды, который предусматривает постоянный контроль за изменениями свойств и объемов добываемой воды в течение всего периода эксплуатации месторождения, посредством рассмотрения критериев отбора, учитывающих свойства поглощающего горизонта и систему подготовки.

## 2.1 Анализ схемы систем поддержания пластового давления

Принципиальная схема сбора и подготовки нефти посредством поддержания пластового давления закачкой воды в пласт приведена на рисунке 7, где также проиллюстрированы стадии очистки, подготовки и закачки попутно добываемой воды.

Согласно схеме продукция добывающих скважин по выкидным линиям попадает в автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ), в которой замеряются объем и соотношений сырой нефти, попутного нефтяного газа (ПНГ) и пластовой воды. Затем водогазонефтяная смесь движется по сборным коллекторам на установку предварительного сброса воды (УПСВ), где происходит отделение большей части нефти от пластовой воды, а также первичная сепарации нефти от газа и механических примесей. Пластовая вода, отделенная от смеси на УПСВ, является уже подтоварной. Она высокоминерализована, содержит остатки нефтепродуктов и деэмульгаторов [18].

После предварительного сброса жидкости на УПСВ, частично обезвоженная нефть по напорным коллекторам поступает на установку подготовки нефти (УПН), где происходит она проходит окончательную подготовку к транспортировке в магистральный трубопровод. На УПН она подвергается дегазации, обезвоживанию, обессоливанию, дополнительной сепарации от механических примесей. Одновременно с этим процессом, подтоварная вода, отделенная от смеси на УПСВ и УПН по ВНД поступает на БКНС в вертикальные стальные резервуары (РВС), куда также по ВНД поступает вода от водозаборных скважин, предварительно пройдя дегазацию в газовых сепараторах (ГС) при необходимости.

Вода из водоносных горизонтов добывается по большей части центробежными установками типа УЭЦН. Газ, отделений от воды в ГС поступает на свечу рассеивания. После того, как воды с водозаборных скважин и подтоварные воды попадают в РВС, происходит их отстаивание

для отделения механических примесей, разделения водонефтяной эмульсии. От туда уже очищенная вода под давлением 0,2-0,4 Мпа поступает на прием насосных агрегатов машинного зала, для увеличения давления рабочего агента уже до 35-45 Мпа, за счет превращения механической работы насосных агрегатов в потенциальную энергию рабочего агента.

Затем рабочий агент по водоводу высокого давления подается на блок гребенок (БГ), где поток жидкости распределяется по кустовых площадках и подается в нагнетательные скважины.

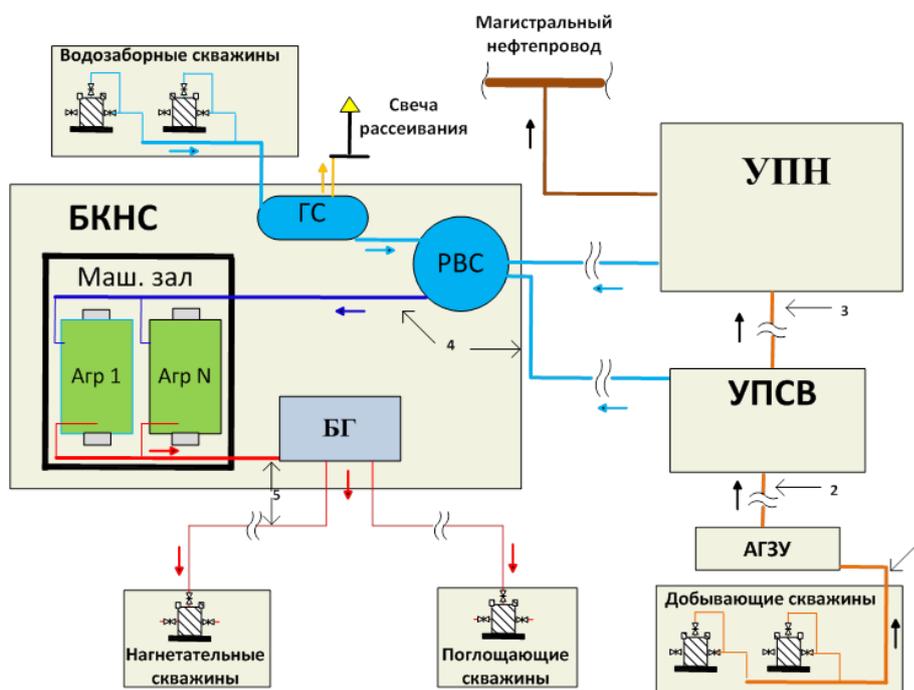


Рисунок 7 – Принципиальная схема сбора и подготовки нефти посредством поддержания пластового давления закачкой воды в пласт

Представленная на рисунке 7 принципиальная схема является обобщенной. В реальных условиях на промысле одновременное использование водозаборных и поглощающих скважин не целесообразно.

Наличие водозаборных и поглощающих скважин зависит от объемов сбрасываемой на БКНС с УПСВ или УПН воды. На практике возможны следующие варианты:

- Отсутствуют как водозаборные, так и поглощающие скважины. Данный вариант является оптимальным с точки зрения экономии ресурсов и реализуется в случаях, когда объемы сброса воды с УПСВ/УПН соответствуют плану по закачке рабочего агента в пласт для БКНС.

- Имеются водозаборные скважины, но отсутствуют поглощающее. Такая схема реализуется, когда объемов воды, поступающей с УПСВ/УПН, не хватает для реализации плана закачки. Недостаток рабочего агента восполняется за счет дополнительной добычи воды из водоносных горизонтов.

- Имеются поглощающие скважины, отсутствуют водозаборные. Данный случай реализуется, если сброс воды с УПН на БКНС превышает требуемые значения объема закачки воды в нефтяные пласты. В этом случае излишки жидкости утилизируются в поглощающие пласты с целью охраны окружающей среды.

Кроме того, на практике сброс жидкости на БКНС может осуществляться как с УПН и УПСВ одновременно, как показано на рисунке X, или, жидкость может сбрасываться только с УПН или УПСВ на БКНС.

Помимо представленной принципиальной схемы системы ППД, существуют и другие, принципиально отличные от данной системы. Например, известен способ реализации целей ППД путем использования установок ЭЦН перевернутого типа. Суть заключается в перекачивании жидкости из водозаборных скважин напрямую в нагнетательные. В нагнетательных скважинах установлены насосы ЭЦН перевернутого типа. Предлагаемые насосные установки предназначены для закачки в пласт пресных, пластовых и сточных нефтепромысловых вод. Применение установок перевернутого типа для целей ППД позволяет снизить затраты на строительство и эксплуатацию высоконапорных коммуникаций, что, в свою очередь, повышает надежность, экологическую безопасность и снижает убытки от порыва водовода. Однако технология закачки жидкости

«напрямую» имеет ряд ограничений и недостатков, и в настоящее время применяется достаточно ограничено.

В системе ППД также эксплуатируются кустовые насосные станции (КНС), отличие которых от БКНС заключается в том, что строительство КНС осуществляется непосредственно на производстве. Строительство БКНС в свою очередь заключается в монтаже заранее подготовленных на заводе изготовителе блок-боксов. На сегодняшний день наибольшее распространение имеют именно БКНС, в силу того, что такая конструкция кустовых насосных станций позволяет сократить сроки монтажа оборудования, затраты на строительство и транспортировку необходимых деталей и узлов, а также повысить надежность объекта.

Нагнетательные скважины в системе ППД используются для реализации закачки вытесняющего агента в пласт или для его утилизации в поглощающие пласты.

Нагнетательной скважины эксплуатируются по следующему принципу: вода от ВРБ через нагнетательную линию скважины и тройник устьевой арматуры подается через НКТ в продуктивный пласт. Выбор параметров НКТ нагнетательных скважин осуществляют исходя из условий механической прочности и допустимых потерь напора при закачке воды. Для контроля процесса нагнетания воды арматура скважины оборудуется вентилями высокого давления, расход закачиваемой жидкости регулируется штуцером.

Более подробно следует остановиться на выборе метода очистки от фазово-дисперсного состояния примесей в попутно добываемой воде при ее обратной закачке в пласт, для исключения или минимизации выпадения осадка при несовместимости пластовых и закачиваемых вод.

## 2.2 Подготовка и обратная закачка попутно добываемой воды

Подготовка попутно добываемой воды занимает особое место и не только в силу экологических соображений, но и потому, что является основным компонентом затрат при добыче нефти. Самое оптимальное решение – закачка подготовленной воды в обводненные скважины, поскольку это не связано с дополнительными инвестициями на бурение и заканчивание новых скважин. Заводнение используется как для поддержания давления и увеличения нефтеотдачи пласта, так и для утилизации добываемой воды.

Попутно добываемая природная вода представляет собой сложную дисперсную систему, содержащую разнообразные минеральные и органические примеси. Поэтому очень важное значение имеет качество подготавливаемой воды.

В закачиваемой в пласт попутно добываемой воде должен отсутствовать кислород, чтобы не спровоцировать развитие коррозионных процессов в нефтепромысловом оборудовании. Наличие твердых частиц в воде и капель нефти может привести к забивке пористых каналов и снизить приемистость пласта, что приведет к уменьшению объемов закачки и, в целом, к удорожанию технологического процесса. Поэтому перед закачкой требуется их очистка. Нормы качества воды, закачиваемой в продуктивные пласты, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Нормы качества сточных вод для закачки в продуктивные пласты

Вид коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л		
	нефти	мех примесей	железа
Пористо-трещиноватый и трещиноватый	25	30	2
Каверновый	15	10	1
Гранулярный	1	2	0,5

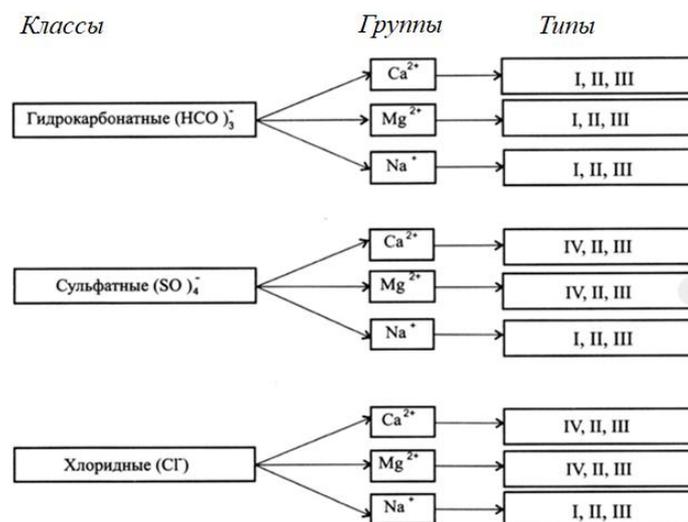


Рисунок 8 – Классификация природных вод по О.А. Алёкину:  
 I – HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> > Ca<sup>2+</sup> + Mg<sup>2+</sup>; II – HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> < Ca<sup>2+</sup> + Mg<sup>2+</sup> < HCO<sub>3</sub> + SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>;  
 III – HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> + SO<sub>4</sub><sup>2-</sup> < Ca<sup>2+</sup> + Mg<sup>2+</sup> (или Cl<sup>-</sup> > Na<sup>+</sup>); IV – HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> = 0

В настоящее время существует несколько десятков классификационных систем. Наиболее употребительные – отечественные системы С.А. Щукарева, Л.А. Кульского, О.А. Алёкина (рисунок 8), А.И. Перельмана и фирмы Rohm & Haas («Ром и Хаас», США). Так же выделяют отдельную классификацию по минерализации, температуре и водородному показателю (рисунок 9).

Классификация природных вод

Минерализация, г/л		Температура, °С		Водородный показатель, рН	
Ультрапресные	<0.2	Холодные	Термальные	Сильнокислая	рН <3
Пресные	0.2-0.5	Переохлажденные < 0	Теплые +20...+35	Кислая	рН =3-5
С повышенной минерализацией	0.5-1.0	Холодные 0...-10	Горячие +35...+50	Слабокислая	рН =5-6.5
Солоноватые	1.0-3.0	Очень холодные -10...-20	Перегретые >+100	Нейтральная	рН =6.5-7.5
Соленые	3-10			Слабощелочная	рН =7.5-8.5
Повышенной солености	10-35			Щелочная	рН =8.5-9.5
Рассола	>35			Сильнощелочная	рН >9.5

Рисунок 9 – Классификация природных вод

Фазово-дисперсная классификация примесей воды, созданная Л.А. Кульским, представляет для нас практический интерес, так как для задач очистки воды эта классификация ценна возможностью предварительного выбора комплекса методов и стадий очистки воды в зависимости от фазово-дисперсного состояния примесей в воде и принадлежности к определенной классификационной группе. Причем, определение фазово-дисперсного состояния примесей производится после каждой стадии обработки воды и учитывается при проектировании окончательной схемы водоподготовки. Л.А. Кульский, основываясь на фазово-дисперсном анализе примесей воды, определил методы обработки воды (таблица 4), а А. Аширов дополнил ее, предложив еще 2 группы (V и VI группы).

Таблица 4 – Классификация вод по фазово-дисперсному состоянию

Группа	Наименование примесей	Размер частиц, мкм	Характеристика примесей
<b>Гетерогенная система</b>			
1	Взвеси	$>10^{-1}$	Суспензии и эмульсии, обуславливающие мутность воды; микроорганизмы и планктон
2	Коллоидно-растворенные вещества	$10^{-1} - 10^{-2}$	Коллоиды и высокомолекулярные соединения, обуславливающие окисляемость воды
<b>Гомогенная система</b>			
3	Молекулярно-растворенные вещества	$10^{-2} - 10^{-3}$	Газы, растворенные в воде
4	Вещества диссоциированные на ионы	$<10^{-3}$	Соли, кислоты, основания, придающие воде жесткость, щелочность и минерализованность

Группа I. Методы воздействия на взвеси (седиментация, осадительное центрифугирование, осветление во взвешенном слое, центробежная сепарация в гидроциклонах, фильтрование на медленных фильтрах, фильтрование на скорых фильтрах по безнапорной схеме, флотация и др.).

Группа II. Методы воздействия на коллоидные примеси, в том числе на высокомолекулярные соединения и вирусы: флокуляция, коагуляция, электроискровой (разрядный) метод, электрокоагуляция, биохимический

распад, окисление (хлорирование, озонирование), адсорбция на высокодисперсных материалах, в том числе глинистых минералах, ионитах, обработка ионами тяжелых металлов (меди, серебра и др.), воздействие ультрафиолетовым  $\gamma$ - и  $\beta$ -излучением, потоками нейтронов и др., ультразвуковая обработка.

Группа III. Методы воздействия на растворенные органические вещества и газы: окисление (электрохимическое, жидкофазное, парофазное, радиационное, биологическое, озон, хлором, диоксидом хлора и др.), десорбция газов и легколетучих органических соединений путем аэрирования, вакуумной и термической отгонки, пенная флотация, адсорбция на активных углях, природных и синтетических ионитах и других высокопористых материалах, эвапорация (азеотропная отгонка, пароциркуляция), экстракция не смешивающимися с водой органическими растворителями, ректификация.

Группа IV. Методы воздействия на примеси ионогенных неорганических веществ: электродиализ, ионный обмен, кристаллизация, реагентная обработка.

Группа V. Методы воздействия на воду: вымораживание, дистилляция, экстракция кристаллогидратами или смешивающимися с водой органическими растворителями, обратный осмос, магнитная обработка, напорная фильтрация.

Группа VI. Методы воздействия на водную систему в целом: закачка в подземные горизонты, в глубины морей, сжигание, захоронение. Применение этих методов целесообразно только в случае экономической неприемлемости методов первых пяти групп.

В таблице 5 представлены технологические приемы очистки и подготовки воды для заводнения, приведенной в ОСТ 39-225-88 [17], в зависимости от оцениваемого показателя качества.

Таблица 5 – Технологические приемы обработки воды [17]

Показатели качества воды	Технологические приемы обработки воды
Фильтрационная характеристика	Отстаивание, коалесценция, флотация, фильтрование через различные материалы, гидравлическая сортировка, коагулирование с последующим фильтрованием, применение ингибиторов солеотложения и коррозии
Стабильность	Ингибирование отложения солей
Совместимость	Ингибирование отложения карбонатов и сульфатов
Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти	Отстаивание, коалесценция на твердых и жидких средах, фильтрование через различные зернистые материалы, гидравлическая сортировка, флотация, коагулирование с последующим фильтрованием, диспергирование
Содержание эмульгированной нефти и механических примесей	Отстаивание, коалесценция на твердых и жидких средах, фильтрация через различные зернистые материалы, отделение в гидроциклонах и мультигидроциклонах, флотация, коагулирование с последующей фильтрацией
Содержание растворенного кислорода	Десорбция нефтяным газом, «холодная» вакуумная деаэрация, связывание реагентами восстановителями.
Коррозионная активность	Применение ингибиторов коррозии
Содержание сероводорода, углеводородных газов	Деаэрирование, связывание химическими реагентами, ингибирование
Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий	Обработка бактерицидами, бактерицидными лучами, хлором
Содержание иона железа	Обработка и закачка воды по закрытой (без доступа воздуха) схеме, окисление, подщелачивание или смешение железо- и сероводородосодержащих промышленных сточных вод с последующим отстаиванием и фильтрованием.

Следует отметить, что добываемая пластовая вода очищается при помощи различных химических веществ. В связи с этим одной из серьезнейших проблем является отложение карбоната кальция в оборудовании подготовки воды. Проблема еще более осложняется в условиях высокой температуры и высокого давления, т.к. с увеличением температуры растворимость карбоната кальция снижается. Поэтому после очистки ПДВ перед закачкой в пласт необходимо производить расчет химической совместимости пластовой и закачиваемой вод.

### **2.3 Расчетные исследования по обоснованию выбора вытесняющего агента для систем поддержания пластового давления**

При поддержании пластового давления закачкой воды в пласт необходим постоянный гидрохимический мониторинг и изучение меняющихся физико-химических свойств пластовых флюидов и вмещающих пород для увеличения КИН и снижения себестоимости ее добычи.

### 2.3.1 Методы анализа совместимости и стабильности пластовых и закачиваемых вод

Последовательно реализуя методический подход качественной оценки совместимости, изложенный в 1 главе пункта 1.1.3 и приведенный в комплексе с количественным анализом в ПК приложении А, произведена оценка совместимости пластовой воды и закачиваемого агента, на трех нефтяных месторождениях «Х», «У» и «Z», которые отличаются термобарическими условиями, коллекторскими свойствами и выбранным агентом вытеснения. Также оценена стабильность пластовой воды месторождения и ее смесей.

Изначально проведен расчет совместимости пластовой и закачиваемой воды нефтяного месторождения «Х», где в качестве агента ППД применяют подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (ААС ВК), который в пределах месторождения и района работ развит повсеместно и характеризуется хорошими фильтрационными свойствами, водообильностью, обладает значительными упругими запасами.

При изучении совместимости вод, были использованы химические анализы проб воды, отобранных при испытании поисково-разведочных скважин на нефть и водозаборных скважин, используемой для целей поддержания пластового давления.

Таблица 6 – Результаты химического анализа пластовых вод и ААС ВК

Состав	Компоненты, мг/дм <sup>3</sup>						Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Общая жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup>	рН
	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>			
Пластовая	6169,9	6169,9	н/обн	248	61,2	3696,1	10,44	17,5	7,0
	173,8	173,8		12,4	5,1	160,7			
ААС ВК	8807,9	8807,9	н/обн	340,7	60,75	5410,29	15,18	22,09	7,24
	248,12	248,12		17,03	17,03	235,25			

По химическому составу воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса хлоридные натриевые (по Алекину), по величине минерализации соленые с минерализацией 15,18 г/дм<sup>3</sup>, по величине общей жесткости – очень

жесткие (22,09 мг-экв/дм<sup>3</sup>). Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет в среднем 40 °С. По водородному показателю воды нейтральные (рН = 7,0).

Пластовые воды имеют хлоридный натриевый ионно-солевой состав, по величине общей жесткости – очень жесткие (18,5 мг-экв/дм<sup>3</sup>) и соленые с минерализацией 10,44 г/дм<sup>3</sup>. Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет в среднем 50 °С. По водородному показателю воды слабощелочные (рН = 7,24).

Таким образом, пластовая и закачиваемая воды являются однотипными жидкостями и различаются между собой главным образом концентрациями отдельных компонентов (таблица 6).

Для изучения совместимости были использованы методики Стиффа-Деввиса и Дебая-Хюккеля (см. приложение Б).

Метод Стиффа-Деввиса основан на возможности осаждения карбоната кальция путем сравнения фактического рН с расчетным значением рНs при насыщении воды карбонатом кальция.

Растворимость карбоната кальция в большей степени зависит от содержания в воде двуокиси углерода (СО<sub>2</sub>), которая при динамическом равновесии находится в определенных количественных соотношениях с бикарбонатом (НОС<sub>3</sub><sup>-</sup>) и карбонатными (СО<sub>3</sub><sup>2-</sup>) ионами. Определить ее содержание в высокоминерализованных водах трудно. Но количественное соотношение между СО<sub>2</sub>, НОС<sub>3</sub><sup>-</sup> и СО<sub>3</sub><sup>2-</sup> можно определить концентрацией ионов водорода (величина рН), характеризующей условия равновесия между твердой и газообразной фазой с одной стороны, и жидкой – с другой.

За показатель солеотложения принимаются индексы насыщения IS и стабильности ISt при насыщении данной воды карбонатом кальция.

Индекс насыщения позволяет оценить способность воды растворять или отлагать карбонат кальция. При IS > 0 (обычно 0,6-0,8) из воды происходит выпадение осадка карбоната кальция, при IS = 0 вода находится

в состоянии равновесного насыщения карбонатом кальция, при  $IS < 0$  вода обладает способностью растворять дополнительное количество выпавшего в осадок твердого карбоната кальция.

Индекс стабильности предоставляет возможность качественно оценить солеотложение:

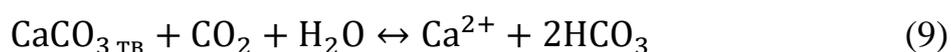
- $ISt > 8,7$  – вода очень агрессивная, осадок  $CaCO_3$  не образуется;
- $8,7 > ISt > 6,9$  - вода средне-агрессивная, осадок не образуется;
- $6,9 > ISt > 6,4$  – вода стабильная;
- $6,4 > ISt > 3,7$  – вода перенасыщена  $CaCO_3$ , образуется осадок;
- $ISt > 3,7$  – вода сильно перенасыщена  $CaCO_3$ , образуется осадок.

Проведенные расчеты по методике Стиффа-Девиса показали, что индекс насыщения вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса (IS) составляет 0,02 ( $IS > 0$ ), что указывает на возможность отложения осадка карбоната кальция, индекс стабильности (ISt) составляет 6,97 и соответствует средне-агрессивной воде, не образующей осадок  $CaCO_3$ .

Индекс насыщения пластовых вод (IS) равен 0,65, значит вода, способна отлагать осадок карбоната кальция, индекс стабильности (ISt) составляет 5,92 – соответствует перенасыщенной карбонатом кальция воде, образующей осадок.

Также были проведены термодинамические расчеты насыщенности пластовых вод относительно карбоната кальция с введением поправок на повышенную температуру вод по методике Дебая-Хюккеля.

Количественная оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция проводилась путем вычисления индекса неравновесности с  $CaCO_3$  по реакции:



Индекс неравновесности (i) рассчитывается по формуле:

$$i = \lg \frac{K}{Q} \quad (10)$$

где:  $K$  – термодинамическая константа реакции;

$Q$  – равновесие химической реакции.

Термодинамическая константа равновесия, рассчитывается на основании закона действующих масс:

$$K = \frac{a_{\text{прод}}}{a_{\text{исх}}} \quad (11)$$

где:  $a_{\text{прод}}$  и  $a_{\text{исх}}$  – активность продуктов реакции исходных веществ.

Для определения активных концентраций компонентов в растворе использованы коэффициенты активности, вычисленные по видоизмененной формуле Дебая-Хюккеля, для растворов с ионной силой  $I \leq 1$ :

$$-\lg j = \frac{A^2 \sqrt{I}}{1 + \sqrt{I}} - 0,21 \quad (12)$$

где:  $j$  – коэффициент активности;

$A$  – константа растворителя при данной температуре.

Ионная сила раствора учитывает удельное электростатическое взаимодействие ионов:

$$I = 0,5 \sum m \cdot z^2 \quad (13)$$

где:  $m$  – моляльность иона, моль/дм<sup>3</sup>;

$z$  – заряд иона.

Моляльность компонентов выражается числом молей растворенного вещества в 1000 г воды и рассчитывается по зависимости:

$$m = \frac{P_k \cdot 1000}{(\rho \cdot P_m) \cdot P_{mk}} \quad (14)$$

где:  $m$  – моляльность компонента, моль/л;

$P_k$  – вес растворенного компонента в воде, г/л;

$P_{mk}$  – молекулярный вес компонента;  $\rho$  – вес воды, г/л;

$P_m$  – минерализация, г/л.

По мере роста уровня насыщения воды относительно кальцита индекс неравновесности ( $i$ ) уменьшается, стремясь к нулю, а при пресыщении вод,

наоборот, становится отрицательным, нулевое значение характеризует равновесное состояние смеси вод.

В результате проведенных расчетов было установлено, что пластовые воды продуктивных пластов перенасыщены относительно карбоната кальция, индексы неравновесности (i) соответственно составляют -0,022 и -0,652, что удовлетворяет условию выпадения осадка.

Таблица 7 – Результаты смешения пластовых и закачиваемых вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса

Состав смеси	Компоненты, мг/дм <sup>3</sup>						Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Осадок CaCO <sub>3</sub> , г/дм <sup>3</sup>	Степень насыщенности
	Cl	HCO <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>			
Пластовая вода	6,169	0,268	н/обн	0,248	0,0610	3,696	10,44	0	0,999
7:3	6,961	0,356	н/обн	0,276	0,0607	4,210	11,87	0,066	1,129
5:5	7,488	0,414	н/обн	0,294	0,0605	4,553	12,81	0,110	1,143
3:7	8,016	0,473	н/обн	0,312	0,0603	4,896	13,76	0,154	1,165
1:9	8,544	0,531		0,331	0,0601	5,238	14,71	0,199	1,182
ААС ВК	8,808	0,541	н/обн	0,340	0,0601	5,410	15,18	0,221	1,191

Как видно из таблицы 7, в процессе повышения доли закачиваемой воды наблюдается увеличение минерализации воды с увеличением в составе солей содержания кальция, магния и гидрокарбонатов. При смешении вод будет образовываться осадок карбонат кальция, величина которого. в различных пропорциях смешения может составить 0,066-0,211 г/дм<sup>3</sup>.

Проведенные расчеты методами Стиффа-Деввиса, Дебая-Гюккеля и термодинамическим моделированием физико-химических процессов показали, что воды подземных водоносных комплексов заводняющего агента могут быть несовместимы с водами продуктивных пластов.

Далее произведен расчет для нефтяного месторождения «У», где исходя из технологической схемы поддержания пластового давления на месторождении, рассмотрены следующие смеси: пластовая вода продуктивного горизонта (ачимовская толща) – пресная вода олигоценовых отложений (новомихайловская свита). Исследования проводились при атмосферном давлении, температуре близкой к пластовой — 60 °С.

Пластовые воды смешивались с пресными олигоценовыми водами в пропорции 3:1; 1:1; 1:3.

Было определено содержание солеобразующих ионов в пластовых, закачиваемых водах и их смесях, а также были проведены расчеты коэффициента неравновесности по методике Дебая — Хюккеля. Результаты исследований и расчетов приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты смешения пластовых вод ачимовской толщи и пресных вод олигоценовых отложений

Состав смеси	Компоненты, мг/дм <sup>3</sup>							Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	Индекс неравновесности
	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>		
Пластовая вода	5680	4880	н/обн	н/обн	40,08	48,64	5382	16030,7	-2,31
3:1	5857,8	3050	н/обн	н/обн	36,07	25,54	4855,3	13824,4	-2,05
1:1	3017,5	2440	н/обн	н/обн	28,06	21,89	2801,4	8308,8	-2,06
1:3	1775	2440	н/обн	н/обн	28,06	17,02	2005,6	6265,68	-2,02
Пресная вода	35,5	457,5	н/обн	н/обн	18,04	17,02	142,6	670,7	-0,36

Для поддержания пластового давления в нефтяных залежах месторождения У используется пресная вода олигоценовых отложений.

По химическому составу пластовые воды продуктивных пластов хлоридные натриевые (по Алекину), по величине минерализации соленые с минерализацией от 23,94 до 29,73 г/дм<sup>3</sup>, тип вод хлоркальциевый (по Сулину), по величине общей жесткости – очень жесткие (24,60-30,77 мг-экв/дм<sup>3</sup>). Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет в среднем 55 °С.

По химическому составу пластовые воды хлоридные натриевые (по Алекину), по величине минерализации соленые с минерализацией 18,93 г/дм<sup>3</sup>, по величине общей жесткости – очень жесткие (35,07 мг-экв/дм<sup>3</sup>). Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет в среднем 45 °С.

Для прогноза возможного осаждения карбоната кальция на участках обводнения залежей нефти использованы методики Стиффа-Деввиса и

Дебая-Хюккеля (см. приложение Б), а также опытные исследования смешения пластовых и закачиваемых вод [19].

Проведенные нами расчеты по данной методике показали, что при  $pH < 7$  индекс насыщения (IS) приобретает отрицательные значения, значит пластовая вода способна растворять дополнительное количество карбоната кальция. В этом случае индекс стабильности (ISt) изменяется в пределах 6,71–7,76 и соответствует стабильной или средне-агрессивной воде, которая не образует осадок. При  $pH > 7$  индекс насыщения (IS) имеет положительные значения, индекс стабильности (ISt) в этом случае изменяется от 5,96 до 6,40, что соответствует сильно пересыщенной воде, образующей осадок карбоната кальция [20].

Количественная оценка степени насыщенности вод карбонатом кальция, как и в предыдущем расчете, проводилась путем вычисления индекса неравновесности с  $CaCO_3$ .

Результаты исследований показали, что смешение пластовых и закачиваемых пресных вод олигоценового водоносного горизонта подчиняется уравнению А. Н. Огильви и при смешении двух вод (пресной и минерализованной), химический состав смеси подчиняется прямолинейному уравнению вида:

$$Y = AX + B \quad (15)$$

где  $X$  и  $Y$  – содержания двух каких-либо составных частей в данном объеме воды;

$A$  и  $B$  – параметры, постоянные для данных двух составных частей и для всей группы вод-смесей.

Расчеты карбонатных равновесий для исследуемых вод и их смесей по методике Дебая – Хюккеля с использованием лабораторных данных показали перенасыщенность пластовых вод относительно карбоната кальция (таблица 8), но при смешении минерализованных пластовых и закачиваемых пресных вод степень насыщения снижается, стремясь к равновесному состоянию.

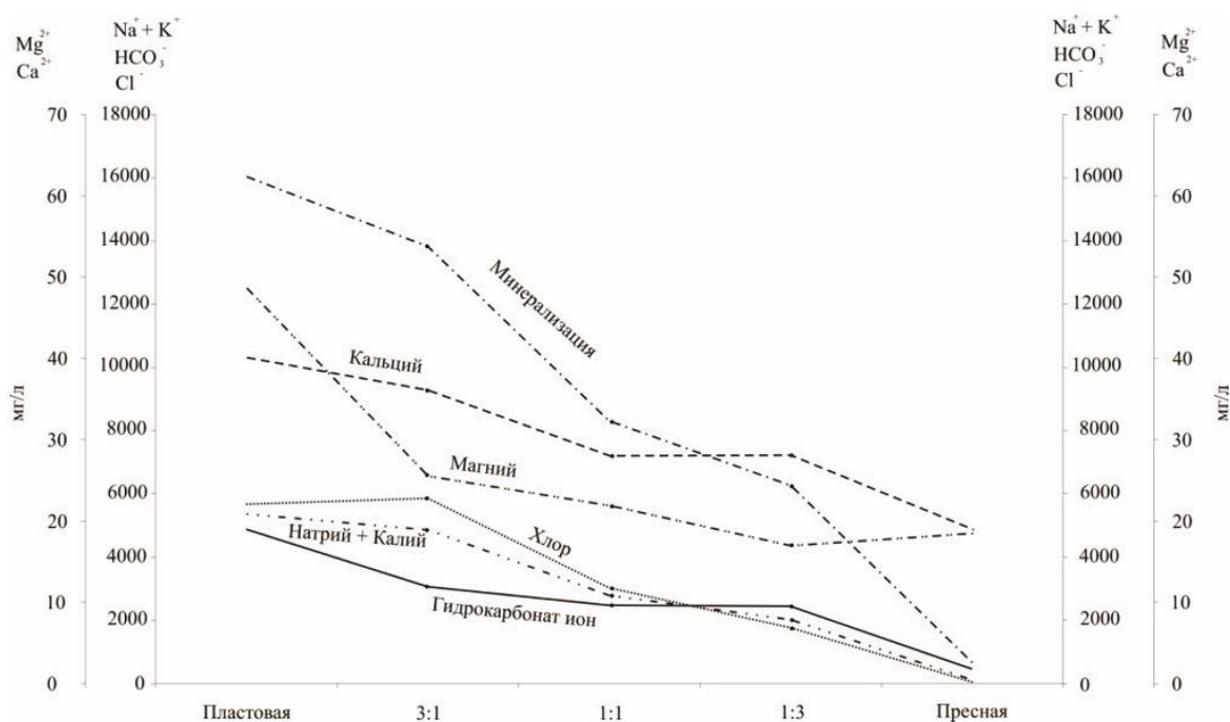


Рисунок 10 – Графики смешения пластовых вод и закачиваемых пресных вод олигоценых отложений

Результаты проведенных расчетов показали, что при смешении минерализованных пластовых вод продуктивных пластов и пресных вод олигоценового водоносного комплекса при взаимодействии основных солеобразующих ионов возможно выпадение осадка в количестве 0,025-0,027 мг/м<sup>3</sup> (норма до 0,05 мг/м<sup>3</sup>), что удовлетворяет требованиям ОСТ 39-255-88 [17].

Месторождение «Z» характеризуется специфическими термобарическими параметрами. Пластовая температура данного месторождения на глубинах от 1150 до 2100 м составляет 13-15 °С, что на 40-50 °С ниже среднестатистических значений. В качестве агента ППД выбрана минерализованная вода, получаемая в процессе выщелачивания из каменных солей чарской свиты.

Качественный анализ проб пластовой воды и минерализованной воды показал, что в их составе содержатся катионы кальция, магния, натрия, калия, гидрокарбонат, сульфат, хлорид-анионы (таблица 9).

Таблица 9 – Химический состав проб пластовой воды месторождения «Z» и используемого высокоминерализованного солевого раствора для ППД

рН	Ионы	Пластовая вода		Раствор для ППД	
		моль/л	г/л	моль/л	г/л
Пластовая рН = 5,0	Ca <sup>2+</sup>	4,99	100,16	0,100	2,00
	Mg <sup>2+</sup>	0,932	22,66	0,005	0,12
	Общая жесткость	5,93	122,82	0,105	2,13
Раствор для ППД рН = 7,2	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	0,993	24,82	4,57	114,3
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0,00732	0,45	0,00136	0,083
	HSO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	0,0163	1,56	0,0402	3,87
	Cl <sup>-</sup>	6,89	244,91	4,64	164,54
	Сумма ионов		394,57		284,92

Согласно классификации подземных минеральных вод по уровню минерализации, пластовая вода исследуемого месторождения относится к крепкорассольным минеральным водам (160 г/л и выше) [21], по классификации В.А. Сулина [22] – к хлоркальциевому типу, с плотностью 1,287 г/см<sup>3</sup> и кинематической вязкостью 8,33 мПа·с при характерных для месторождения термобарических условиях.

Высокоминерализованный раствор вытеснения относится к крепкорассольным минеральным водам хлор-натриевого типа, с плотностью 0,927 г/см<sup>3</sup> и кинематической вязкостью 7,56 мПа·с в промышленных термобарических условиях.

Для наиболее точной оценки возможности выпадения осадка сульфата кальция при смешении пластовой воды и раствора для ППД были учтены факторы, влияющие на его растворимость. Так как в пластовой воде содержатся ионы кальция и магния, возможно протекание гидролиза. Кроме того, ионы осадка могут вступать в реакции с компонентами раствора: гидроксид-анионами, катионами водорода, собственными ионами, посторонними веществами. Протекание всех этих конкурирующих реакций

зависит от значения водородного показателя среды: для пластовой воды  $pH = 5,0$ ; для раствора для ППД  $pH = 7,2$ .

Видно, что среда пластовой воды слабокислая, следовательно, в растворе  $CaSO_4$  наряду с реакцией:



могут протекать конкурирующие реакции:



Для данных, приведенных в таблице 9, коэффициент побочной конкурирующей реакции равен 0,9999. Таким образом, в рассматриваемом случае влиянием конкурирующих реакций можно пренебречь.

Одним из факторов, влияющих на осадкообразование, также является солевой эффект. Так как в пластовой воде и в растворе для ППД кроме ионов кальция и сульфат-ионов содержатся катионы магния, натрия, калия, гидрокарбонат, хлорид-анионы, то коэффициенты активностей осадкообразующих ионов не равны единице. Поэтому произведение растворимостей выражаем через активности ионов:

$$K_s^0 = a(Ca^{2+}) \cdot a(SO_4^{2-}) = f(Ca^{2+})[Ca^{2+}]f(SO_4^{2-})[SO_4^{2-}] \quad (19)$$

где  $f$  – коэффициенты активностей ионов, определяемые по третьему приближения уравнения Дебая-Хюккеля [23].

Для произвольного электролита  $A_{z_x} \cdot X_{z_a}$  оно имеет вид:

$$\lg(f_{\pm})_{A,X} = -\frac{A|z_A \cdot z_B| \cdot \sqrt{I}}{1+B \cdot a \cdot \sqrt{I}} + b \cdot I \quad (20)$$

где  $A$  и  $B$  – постоянные коэффициенты, которые зависят от характеристики растворителя и его температуры;

$z_a$   $z_x$  – заряды катиона и аниона для данного электролита;

$a$  и  $b$  – эмпирические константы;

$I$  – ионная сила раствора электролита.

Из рисунка 11, на котором представлены результаты расчета произведения растворимостей сульфата кальция при смешении пластовой воды и раствора для ППД, видно, что при температуре 10 °С процесс осадкообразования сульфата кальция происходит при смешении пластовой воды и раствора для ППД в диапазоне соотношений 2:8-7:3, поскольку произведения растворимостей больше предельных значений [24].

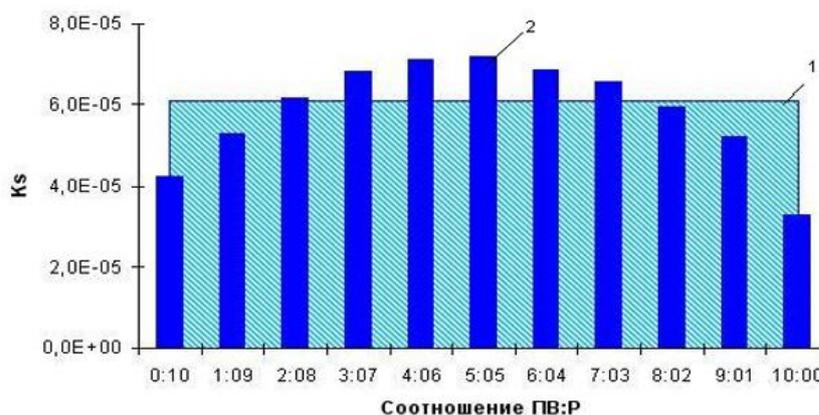


Рисунок 11 – Зависимость произведения растворимостей сульфата кальция от соотношения пластовой воды и солевого раствора для ППД при температуре 10 °С: 1 – табличное значение  $K_s^0$ ; 2 – рассчитанное значение  $K_s^0$

Установлено, что выпадение осадков других малорастворимых соединений (гидроксиды кальция и магния), снижающих фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора, происходить не будет, так как произведения их активностей меньше табличных значений  $K_s^0$ .

Другой не менее важной проблемой совмещения пластовой воды и жидкости для ППД является возможность кристаллизации хлорида натрия (NaCl) – галитизация коллектора. Из таблицы 10 видно, что его концентрация не превышает предельную концентрацию NaCl в воде, значит при смешении пластовой воды с минерализованной кристаллизация соли происходить не будет.

Таблица 10 – Растворимость хлорида натрия в воде (10 °С) при разных соотношениях пластовой воды и раствора для ППД

Соотношение пластовая вода /раствор	Табличное значение	0-10	1-9	2-8	3-7	4-6	5-5	6-4	7-3	8-2	9-1	10-0
S(10 °С) г/100 г растворителя	35,7	6,6	6,6	6,5	6,3	5,9	5,5	5,1	4,5	3,8	3,1	2,1

Химический анализ агента ППД после его фильтрации через образцы кернов продуктивных горизонтов показал разное содержание солей в фильтрате и в жидкости для ППД до ее фильтрации. Сравнение значений концентраций ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  в жидкости для ППД начального состава и после фильтрации через образец показало, что концентрация ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  в фильтрате уменьшилась на 19 и 12 % соответственно, что также подтверждает образование в породе-коллекторе осадка сульфата кальция.

Таким образом, при совмещении высокоминерализованной воды, используемой в качестве агента ППД, с пластовой водой в существующих термобарических условиях твердый осадок будет выпадать только в виде сульфата кальция, что повлечет за собой снижение ФЕС породы-коллектора.

На примере трех нефтяных месторождений удалось оценить совместимость закачиваемого агента, а именно пластовой и пресной вод олигоценых отложений, пластовой и подземных вод апт-альб-сеноманского водоносного комплекса при различных пропорциях смешения, а так же рассмотрели особенности анализа совместимости пластовой и высокоминерализованной воды при низких пластовых температурах, где рассмотрели солевой эффект и рассчитали конкурирующие реакции.

### **2.3.1.1 Анализ современного состояния технологий для численного моделирования гидрогеологических процессов при смешении закачиваемых агентов с пластовой водой**

Как было отмечено, смешение закачиваемых и пластовых вод вызывает изменение естественных гидрогеологических процессов, имеющих свои особенности и отличительные черты. Если качественную характеристику этих процессов можно дать путем анализа состава закачиваемых и пластовых вод, а также состава вмещающих горных пород, то количественную – только посредством компьютерного физико-химического моделирования на специализированном программном обеспечении (ПО) [25].

Как в России, так и за рубежом в настоящее время имеется большое число программных продуктов гидрогеохимического направления, многие из которых последовательно развиваются и совершенствуются уже в течение нескольких десятилетий. К собственно гидрогеохимическому программному обеспечению среди отечественных программ могут быть отнесены геохимические моделирующие системы: HCh Ю.В. Шварова, —СЕЛЕКТОР И.К. Карпова и К.В. Чудненко [26].

Среди зарубежных программ гидрогеохимического направления преобладают WATERQ4F, PHREEQE, SOLMINEQ, MINTEQA4.00, EQL\_EVP и др. В эту группу входит и программный комплекс HydroGeo [27], объединяющий одновременно набор гидродинамических и гидрогеохимических модулей и не имеющий, в отличие от большинства других, ограничений по минерализации вод.

Для качественной и количественной характеристики процессов, протекающих в пласте при закачке в него воды, в программном комплексе HydroGeo применяется условная упрощенная 3D-модель фильтрации, протекающей между нагнетательной скважиной и пластом-коллектором.

Общий сценарий моделирования при этом состоит из следующих этапов (см. приложение А):

- пересчет анализов всех используемых вод при стандартных (лабораторных) условиях для восстановления баланса электро-нейтральности;
- определение необходимого состава ионных ассоциатов, которое проводится серией предварительных вычислений с учетом максимально возможного их числа, после чего ассоциаты, не образующие в рассматриваемой системе сколько-нибудь значимых концентраций, из нее исключаются;
- изменение термодинамических условий раствора на пластовые;
- ввод минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора;
- восстановление равновесия пластовой воды с породой при начальных РТ-условиях пласта;
- собственно 3D-моделирование геомиграции, включающее одновременный расчет гидродинамики, геотермии и гидрогеохимических процессов в движущемся потоке с учетом их кинетики [28].

Поступающие в пласт воды образуют смесь с подземной пластовой водой и нарушают существовавшее до этого равновесие между подземной водой и породой, и вызывают новые процессы физико-химического взаимодействия разного характера и направленности. Переход веществ в закачиваемые воды и в смесь закачиваемых и пластовых вод происходит в результате выщелачивания и растворения породы. Вынос из закачиваемых вод и их смеси с пластовыми осуществляется за счет сорбции, а также осадкообразования [29].

Так, например, при исследовании совместимости закачиваемых производственных стоков (имеющих минерализацию до 6 г/дм<sup>3</sup> и характеризующихся щелочной реакцией с дебитом 2200 м<sup>3</sup>/сут) Юрубчено-

Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения с пластовыми водами осинского водоносного горизонта Восточной Сибири (имеющих минерализацию порядка  $350 \text{ г/дм}^3$ , слабокислую реакцию и насыщенных карбонатами кальция и магния) происходит растворение галита и ангидрита и выпадение в осадок кальцита, доломита и магнезита

Результаты моделирования указывают на то, что закачка слабоминерализованных вод в отложения осинского горизонта может привести к растворению больших объемов галита (рисунок 12, а). Менее интенсивно (ввиду меньшей растворимости), но тем не менее, в значительных количествах происходит растворение ангидрита (рисунок 12, б).

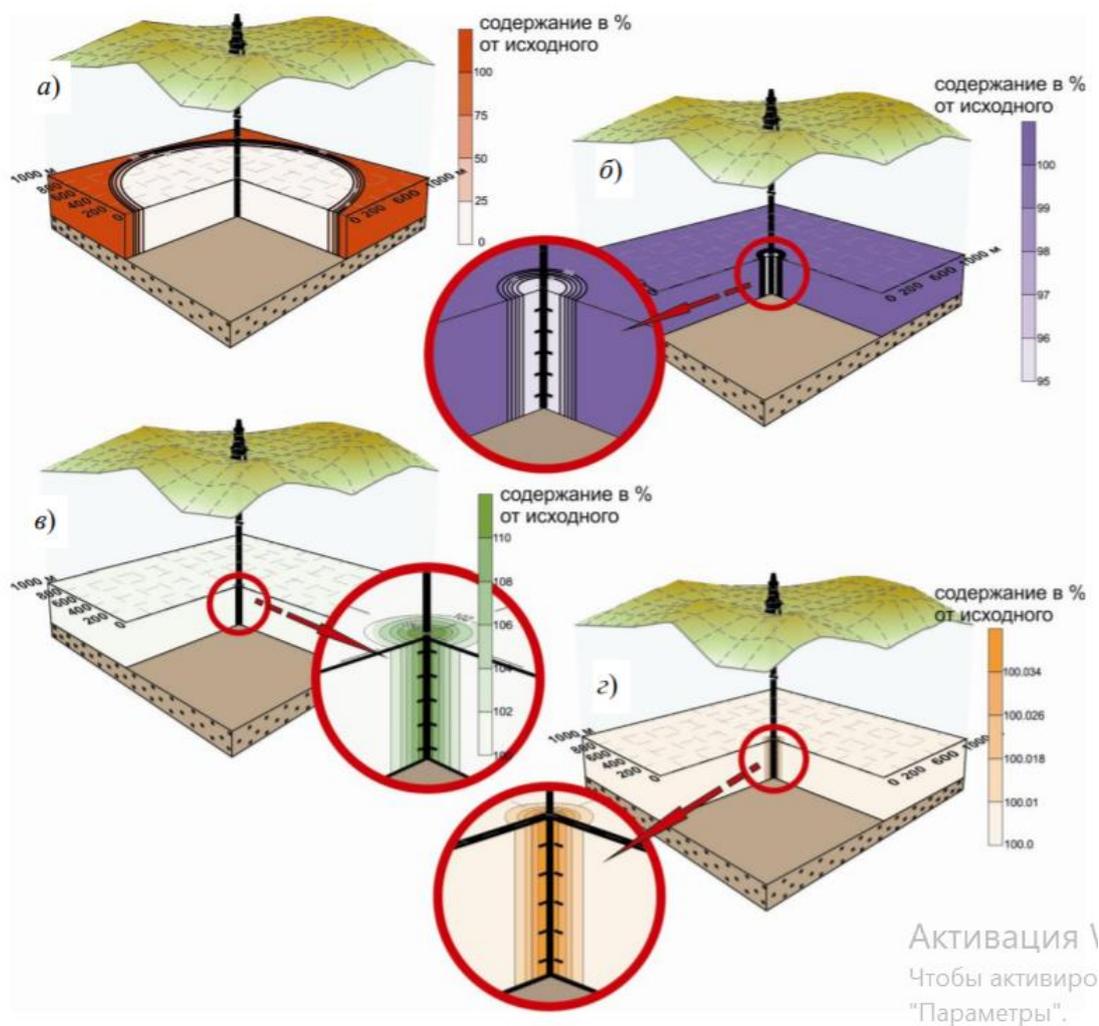
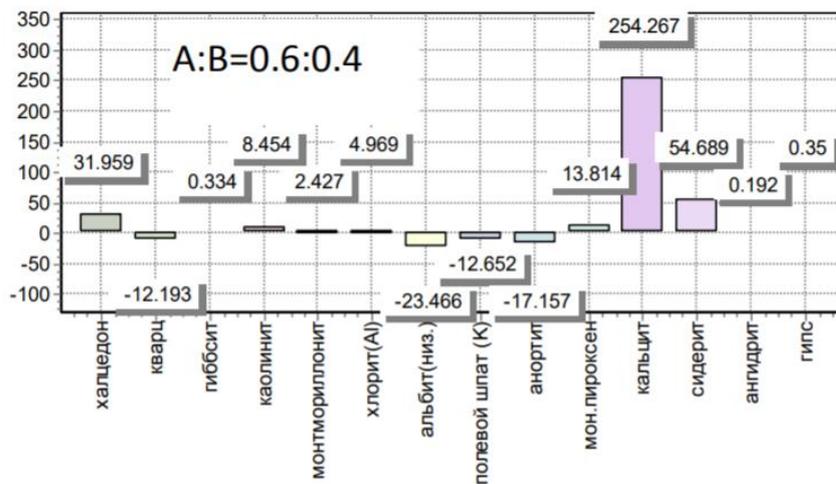


Рисунок 12 – Результаты 3D-моделирования изменения минерального состава (а – галита, б – ангидрита, в – кальцита, г – доломита) коллектора осинского горизонта при закачке в него попутно-добываемой воды

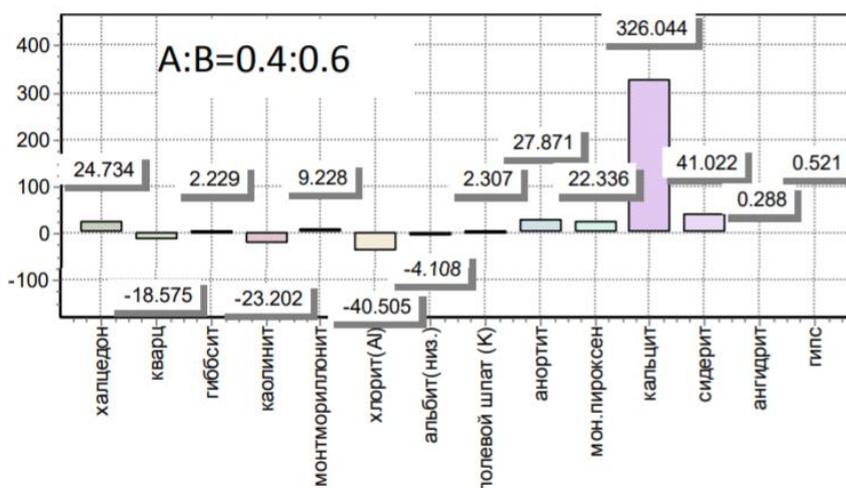
Что касается процессов вторичного минералообразования, то они могут развиваться при высоких значениях рН, поэтому сосредоточены вблизи ствола нагнетательной скважины. Результаты моделирования свидетельствуют о возможности образования вторичного (техногенного) кальцита вблизи от ствола нагнетательной скважины (рисунок 12, в). Масштабы образования доломита значительно меньше (рисунок 12, г). Избежать данного негативного процесса можно путем выравнивания рН закачиваемой и пластовой вод.

Для Западной Сибири минеральный состав пластов-коллекторов кардинально отличается от восточно-сибирских. Породы представлены песчаниками, алевролитами и глинами, поэтому гидрогеохимические процессы, протекающие в пласте при техногенном воздействии на него закачиваемыми водами, связаны в основном с растворением алюмосиликатов и одновременным образованием вторичных карбонатов (кальцита, доломита и сидерита), глин (монтмориллонитовых) и сульфатов.

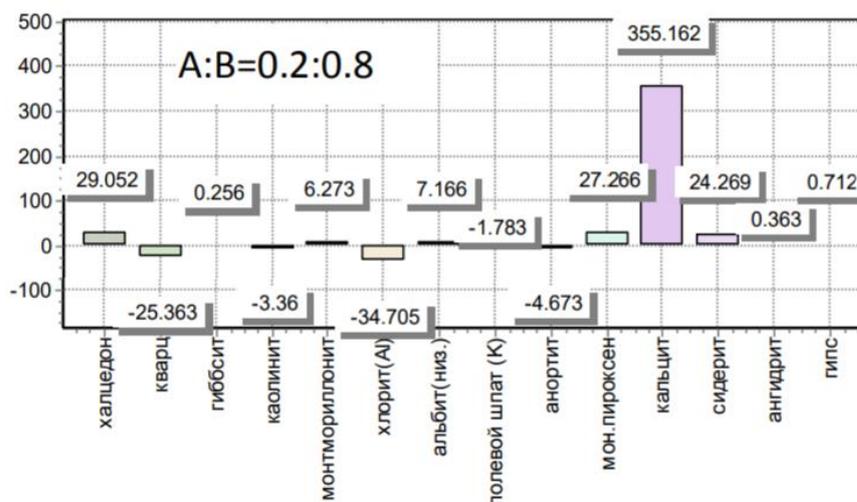
В качестве примера можно привести моделирование закачки в пластовые воды отложений васюганской свиты Первомайского месторождения подземных вод апт-сеноманских отложений, используемых для поддержания пластового давления. Ввиду отсутствия информации по расходам закачиваемых вод расчеты осуществлялись без учета времени взаимодействия для разных пропорций смешения пластовых вод продуктивных отложений (А) и подземных вод апт-сеноманских отложений (В), а результаты этих расчетов характеризуют не действительное, а максимально возможное в данных условиях выпадение солей (рисунок 13).



Высажено из раствора (мг/л)



Высажено из раствора (мг/л)



Высажено из раствора (мг/л)

Рисунок 13 – Выпадение (положительные значения) и растворение (отрицательные значения) минералов в продуктивном пласте для разных пропорций смешения пластовых вод продуктивных отложений (А) и

подземных вод апт-сеноманских отложений (В), используемых для  
поддержания пластового давления

Техногенные геохимические изменения состава вод и породы пласта, полученные по данным моделирования, свидетельствуют о преобладании процессов вторичного минералообразования над процессами растворения породы коллектора (из каждого литра раствора количество новообразованных минералов на 120-380 мг превышает количество растворенных), что указывает на возможность постепенного снижения ФЕС пласта и приемистости нагнетательной скважины (рисунок 13).

Каждый цикл промыва приводит к сравнительно небольшому изменению состава породы, но многократные его повторения могут привести к довольно существенному преобразованию минерального состава породы пласта коллектора и ее пористости. Пористость постепенно уменьшается, приводя к соответствующему изменению фильтрационно-емкостных свойств. Но для уверенной и точной оценки возможности растворения или осаждения минералов в коллекторе необходимы более детальные исследования взаимодействия закачиваемых подземных вод апт-сеноманских отложений, используемых для поддержания пластового давления, с пластовыми водами и породой коллектора на основе создания 3D-модели, учитывающей объем и расход закачиваемых вод.

В каждом конкретном случае гидрогеохимические процессы, протекающие в пласте при техногенном воздействии на него закачиваемыми водами, будут иметь свои особенности и отличительные черты. Если качественную характеристику этих процессов можно дать путем анализа состава закачиваемых и пластовых вод, а также состава вмещающих горных пород, то количественную – только посредством компьютерного физико-химического моделирования на специализированном программном обеспечении (ПО).

### 2.3.1.2 Осложнения, возникающие при несовместимости пластовых и закачиваемых вод

Как уже было отмечено, решающим фактор, влияющим на выпадение осадка, является химическая совместимость, однако даже если закачиваемые воды совместимы, они могут быть крайне нестабильны, поэтому вводится понятие стабильности вод, определяемое по индексу насыщения (SI), рассчитанному по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона.

Из-за химической несовместимости закачиваемой и пластовой вод возможно протекание следующих наиболее характерных реакций [16]:



Поэтому расчёты SI проводятся в отношении таких солей, как сульфат и карбонат кальция. Индекс насыщения для сульфата кальция рассчитывается по формуле (24):

$$\text{SI} = \frac{[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{SO}_4^{2-}]}{K_{\text{SP}}} \quad (24)$$

где SI – индекс насыщения;

$[\text{Ca}^{2+}] \cdot [\text{SO}_4^{2-}]$  – произведение молярных концентраций катиона ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и аниона ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) в растворе;

$K_{\text{sp}}$  – константа растворимости при равновесном состоянии.

При отрицательных значениях индекса раствор является недонасыщенным осадкообразующими ионами. Положительные значения индекса указывают на пересыщение раствора и возможное выпадение осадка. Ввиду этих обстоятельств, в высокотемпературных условиях эксплуатации глубинно-насосного оборудования активизируется образование солевой накипи, в основном представленной отложениями безводного сульфата кальция – ангидрита ( $\text{CaSO}_4$ ) и кальцита ( $\text{CaCO}_3$ ) с включениями продуктов коррозии металла [30]. К тому же с понижением давления водная фаза теряет

растворённые кислые газы ( $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ ), в результате чего повышается pH и понижается растворимость карбоната кальция. По мере подъёма добываемой обводнённой продукции по лифту скважины и, соответственно, приближения термобарических условий к устьевым в оборудовании может наблюдаться выпадение гипса  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  [31].

Результаты расчётов, представленные на рисунках 14 и 15, получены путём решения условий задачи для нефтяного месторождения «Х»; условием которой является смешение водных растворов, из них один обогащён ионом кальция, а другой – сульфат-ионом.

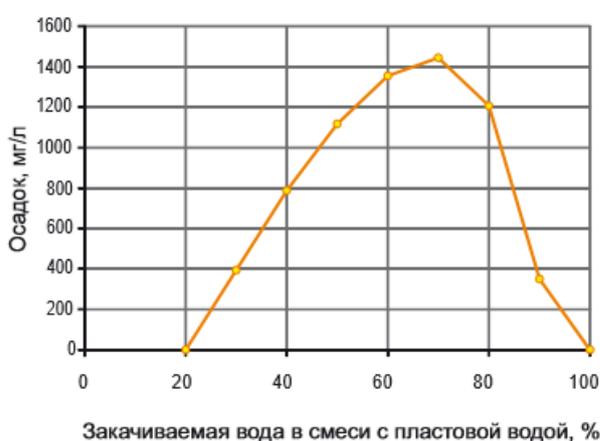


Рисунок 14 – Осадкообразование ангидрита при смешении закачиваемой и пластовой вод при пластовых условиях

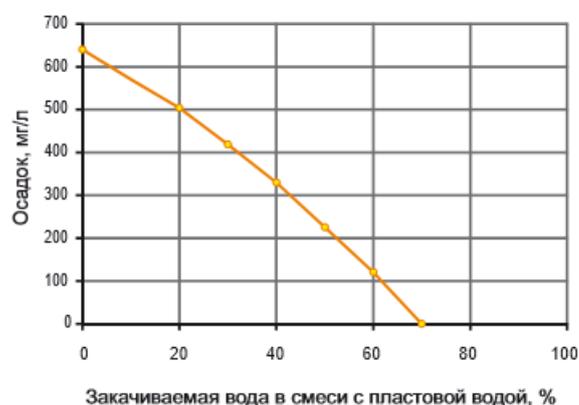


Рисунок 15 – Осадкообразование кальцита при смешении закачиваемой и пластовой вод при пластовых условиях

По ангидриту получаемые смеси закачиваемой воды с водой продуктивного пласта будут испытывать пересыщение, которое превышает пересыщение исходных вод максимально на 1400 мг/л. Указанный максимум наблюдается при соотношении объёмов вод, равном 70:30 при пластовых условиях. Практически будет наблюдаться меньшее выпадение сульфата кальция в связи с невозможностью сохранения данного соотношения по всему фронту закачки.

Абсолютное пересыщение смеси вод по карбонату кальция будет плавно снижаться с ростом доли пластовой воды и достигнет нуля при соотношении объёмов вод, равном 20:80 при пластовых условиях.

Результаты показали, что предназначенная для закачки вода несовместима со свободной пластовой водой продуктивного горизонта по карбонату и сульфату кальция. В процессе заводнения следует ожидать образования солеотложений в пластовых условиях. Частицы минеральных солей, оседая на стенках пор, занимают небольшое поровое пространство, необходимое для фильтрации флюидов, следствием чего является снижение проницаемости и скорости фильтрации (рисунок 16). Поэтому использование данного агента вытеснения без оптимизации солевого состава рекомендуется только при дозировании ингибиторов солеотложений на устье нагнетательных скважин, что позволит добиться требуемого качества закачиваемой воды и сохранения устойчивой приёмистости.

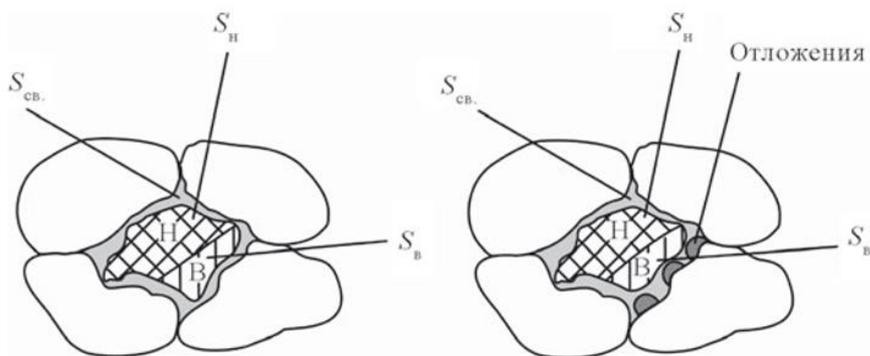


Рисунок 16 – Схема образования отложений в поровом пространстве

На рисунке 16 представлено изменение параметра ухудшения проницаемости коллектора ( $K_{df}$ ) на удалении  $r$  от нагнетательной скважины в зависимости от времени её эксплуатации.

В результате решения задачи плоскорадиального течения флюида с учётом моделей отложения солей в поровом пространстве, а также снижения пористости и проницаемости получен профиль закачки пластовой воды в нагнетательную скважину (рисунок 17).

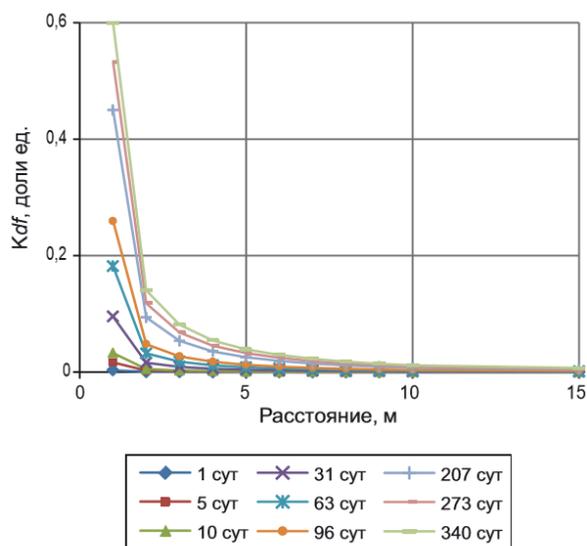


Рисунок 17 – Зависимость параметра ухудшения проницаемости пласта от радиуса  $r$  и времени эксплуатации нагнетательной скважины при закачке морской воды

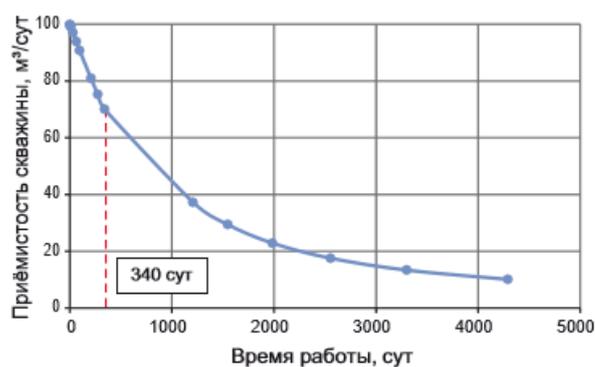


Рисунок 18 – Приёмистость нагнетательной скважины по воде

Приёмистость добывающей скважины нефтяного месторождения «Х» снизится на 30 % относительно начальной в течение 340 суток вследствие кольтматации порового пространства минеральными отложениями, после чего потребуется обработка призабойной зоны (ОПЗ), одним из вариантов которой может выступить кислотное воздействие (рисунок 18).

На рисунке 19 приведены три графика накопленной закачки воды по скважине, рассчитанных без учёта образования солеотложений в пласте, с их учётом без проведения ОПЗ и с проведением ОПЗ.

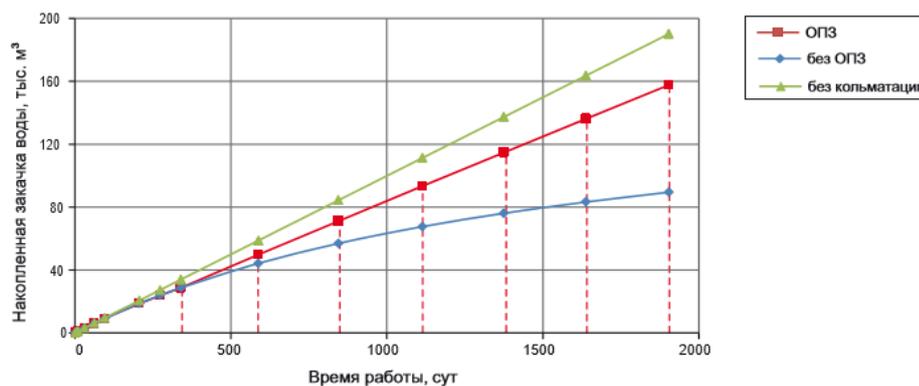


Рисунок 19– Накопленная закачка высокоминерализованной воды по скважине без учёта и с учётом отложений (с ОПЗ и без ОПЗ)

Полученные результаты показывают, что кольматация призабойной зоны нагнетательной скважины ТВЧ приведёт к существенному снижению расчётных объёмов закачки воды. Эффективность проведения обработок скважин несколько снижается с ростом их количества за счёт того, что глубина кольматированной зоны превышает глубину обработки.

Результаты, отражённые на рисунке 19, свидетельствуют о целесообразности учёта возможности образования солеотложений в призабойной зоне нагнетательных скважин при организации системы ППД на месторождении.

Кроме того, важно проводить анализ выпадения в осадок водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров и других химических реагентов при контакте с пластовой водой, породой коллектора и вытесняемой нефтью.

### **Методы борьбы с отложением солей при несовместимости закачиваемых и пластовых вод**

Борьба с отложениями сульфатных и карбонатных солей кальция в нефтепромысловом оборудовании может осуществляться с целью предотвращения их выпадения из растворов или удаления уже сформированных осадков.

На предотвращение отложения солей направлены технологии химической защиты и безреагентные методы (физические, стойкие покрытия, технологические).

Сутью физических методов предотвращения образования солеотложений является воздействие акустическими [32] и магнитными полями на восходящий поток обводнённой газожидкостной смеси в колонне.

Наиболее технологичными могут считаться химические методы, основанные на использовании ингибиторов, механизм действия большинства из которых заключается в их адсорбции на зародышах кристаллов солей. В качестве ингибиторов солеотложений традиционно применяются полифосфаты, полимеры, многие другие вещества и композиции [31].

Защита оборудования добывающих скважин от солеотложений может осуществляться разными способами, одним из которых является постоянное дозирование ингибиторов по капиллярным трубопроводам в заданную точку. Перспективной технологией применения химических композиций является задавливание ингибитора образования солеотложений в пласт. При этом ингибитор должен обладать высокой адсорбционной способностью по отношению к поверхности пор, чтобы на протяжении продолжительного времени эксплуатации добывающей скважины обеспечивать требуемую дозировку в скважинном флюиде.

Подбор химических реагентов для конкретных условий месторождения следует производить исключительно опытным путём. В случае, если профилактические меры не позволят избежать образования неорганических отложений, на месторождении должны быть реализованы методы удаления, в частности химические методы с использованием в качестве рабочих агентов кислот, щелочей, хелатных соединений и др. [31].

### **2.3.2 Моделирование физико-химического взаимодействия закачиваемого агента с пластовой водой и вмещающей породой**

Отрицательное воздействие минерализованной воды на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих скважин состоит в снижении абсолютной проницаемости коллектора, что вызывается набуханием глинистых материалов, содержащихся в породах, слагающих коллектор.

В процессе сложных физико-химических взаимодействий раствора на основе воды с глинистой составляющей породы коллектора протекают ионные обменные реакции, приводящие к гидратации, набуханию и изменению агрегативной устойчивости глинистых компонентов.

Рассмотрим результаты оценки пресных вод и их смесей на набухаемость пластовой породы нефтяного месторождения «У», где уже оценена совместимость и стабильность смешиваемых вод в пункте 2.3.1. В качестве пластовой породы использовался дезинтегрированный керновый материал нефтесодержащих пород, содержащий 15-17 % глинистого материала.

Согласно требованию ОСТ 39-195-86 [33], керновый материал в течение 1 месяца подвергался экстрагированию спиртобензольной смесью в аппаратах Сокслета и отмыванию дистиллированной водой от солей и затем высушивался. Для сравнения характеристик процентного изменения объема, было исследовано набухание материала породы пласта АС<sub>12</sub> в водных растворах и их смесях. Результаты представлены на рисунке 20.

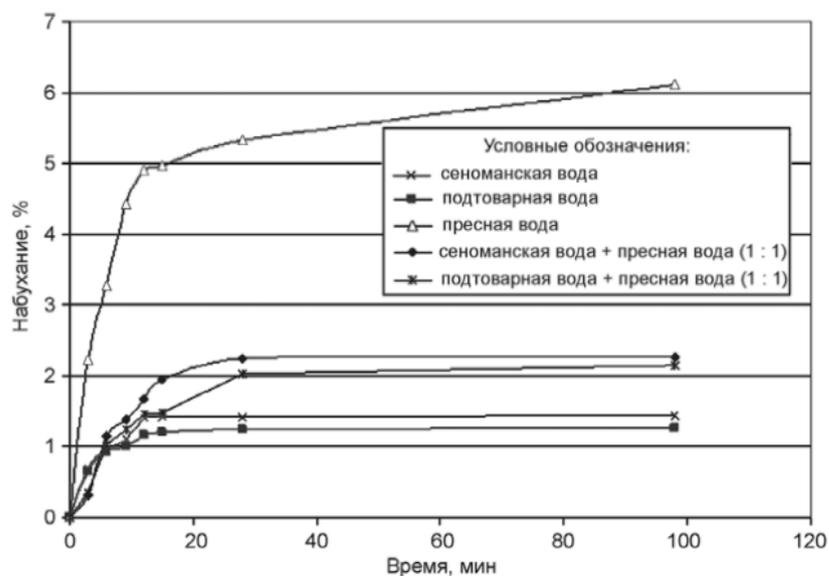


Рисунок 20 – Набухаемость породы пласта при различном вытесняющем агенте

Как видно из рисунка 20, материал породы существенно набухает только в пресной воде – 6 % и более. Набухаемость для смеси вод в соотношении подтоварная + пресная и сеноманская + пресная (1:1) составляет 2,2 %. Учитывая относительно низкую проницаемость пластов на уровне 10 мД, набухаемость кернового материала более 2 % нежелательна. Таким образом, с точки зрения риска осложнений, применение смесей пресной воды с подтоварной или сеноманской водой с содержанием пресной воды выше 50 % нежелательно.

Для исследования изменения проницаемости вследствие набухания глинистой составляющей коллектора использовалась модель пористой среды кернов пласта АС<sub>12</sub> при соблюдении термобарических условий пласта. Скорость фильтрации соответствовала линейной скорости движения флюида, равной 229 м/год. Средняя проницаемость по попутно добываемой воде составляла 0,00396 мкм<sup>2</sup>. Затем фильтровали сеноманскую воду до установления постоянного перепада давления, далее фильтровали воду КНС

и завершали фильтрацию пропуская пресную воду. Динамика фильтрации различных вод через пористую среду приведена на рисунке 21.

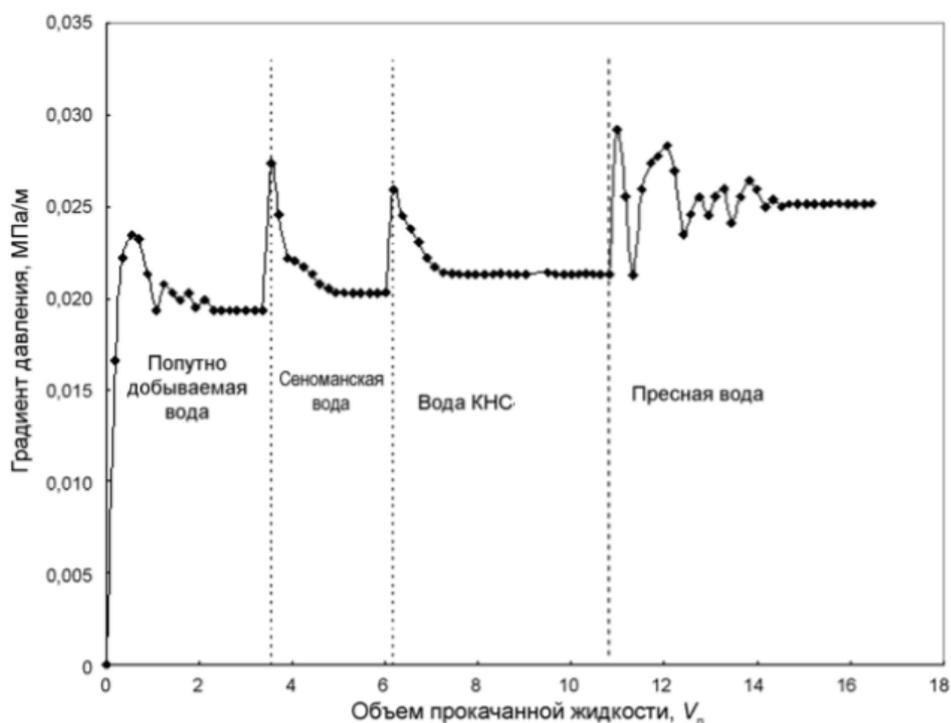


Рисунок 21 – Динамика фильтрации различных вод на градиент перепада давления

Проницаемость модели пористой среды рассчитывается из уравнения фильтрации с учетом вязкости прокачиваемых флюидов и геометрических параметров модели. В таблице 11 приведены расчетные данные по проницаемости.

Таблица 11 – Проницаемость пористой среды по воде

Пласт	Тип воды	Вязкость воды, мПа*с	Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	Проницаемость пористой среды, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Снижение проницаемости, %
АС <sub>12</sub>	Попутно-добываемая	0,3739	0,979	3,96	0
	Сенюманская	0,3847	0,982	3,72	6,06
	КНС, подтоварная	0,3827	0,982	3,68	7,07
	Пресная	0,3737	0,971	3,03	23,5

Как видно из данных, приведенных в таблице 11, снижение проницаемости по отношению к модели попутно добываемой воды для сеноманской и подтоварной незначительно (6 – 7 %), однако проницаемость по пресной воде снизилась на 23,5 %, что обусловлено явлением набухаемости глинистого цемента.

На следующем этапе оценивается изменение вытесняющих характеристик при закачивании пресных вод. На модели пласта была проведена последовательная фильтрация пресной, сеноманской, воды, отобранной с КНС, и попутно добываемой воды с целью определения коэффициентов вытеснения и остаточной нефтенасыщенности (рисунок 22).

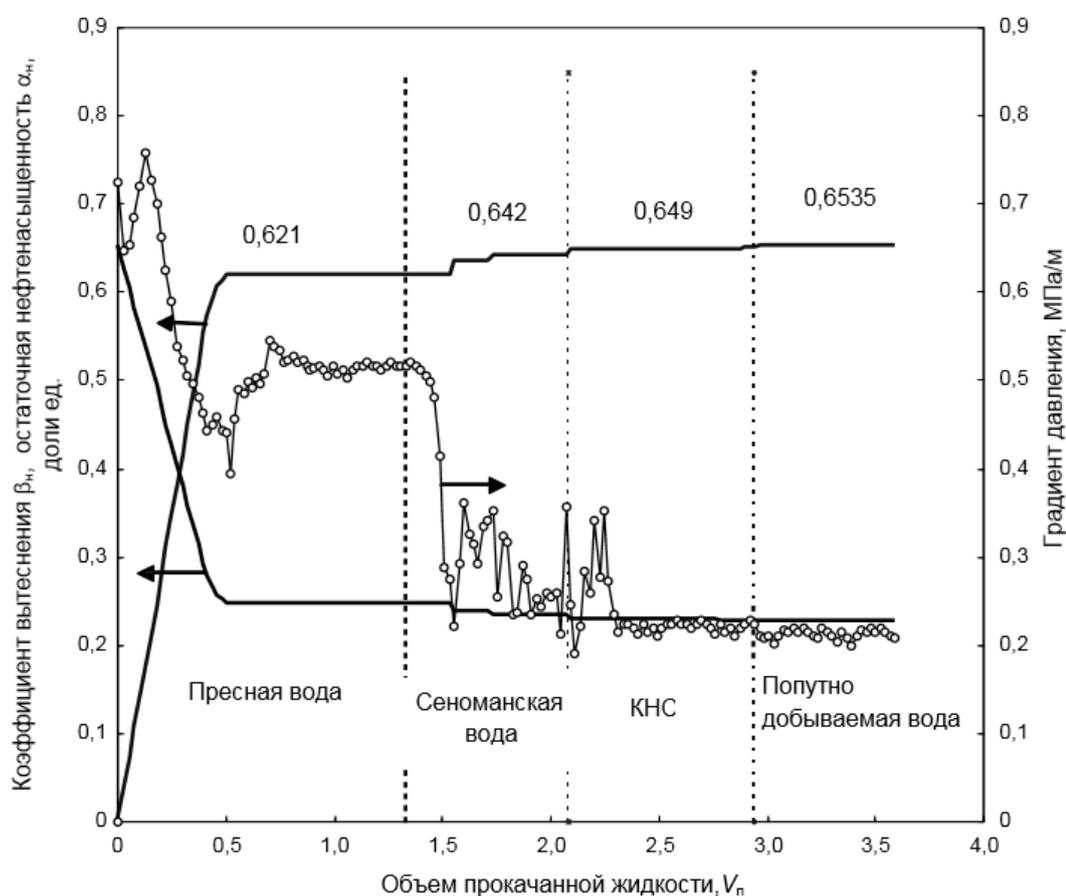


Рисунок 22 – Динамика вытеснения нефти пресной, сеноманской, подтоварной и попутно-добываемой водами

Последовательность фильтрации воды связывалась с предполагаемым увеличением нефтевытесняющих свойств воды. Скорость фильтрации соответствовала линейной скорости движения флюида, равной 229 м/год. Результаты определения коэффициента нефтевытеснения и остаточной нефтенасыщенности различными водами приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Коэффициенты вытеснения нефти остаточной нефтенасыщенности

Тип воды	Коэффициент вытеснения нефти $\beta_n$ , доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность $\alpha_n$ , доли ед.
Пресная	0,621	0,248
Сеноманская	0,642	0,243
КНС	0,649	0,230
Попутно-добываемая	0,653	0,228
* Начальная нефтенасыщенность 0,6545, температура 92 °С		

На рисунке 23 приведены результаты по определению коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности при фильтрации вод различного состава, показывающие, что для заводнения продуктивных пластов максимальное значение добавки пресной воды в сеноманскую не должно превышать 25-30%. Если это условие не соблюдается, то нагнетательные скважины должны быть обработаны реагентами – гидрофобизаторами или ингибиторами набухаемости глин. Использование пресной воды в чистом виде возможно на заключительной стадии разработки при высоких значениях обводненности (60 % и более). В этом случае пресная вода будет играть роль регулирующего фильтрацию вытесняющего агента. С особой осторожностью необходимо относиться к закачке пресной воды в зоны с пониженной начальной нефтенасыщенностью. В этом случае возможно отсекание значительных запасов нефти, которые впоследствии однозначно перейдут в категорию ТРИЗ. Для зон с пониженной нефтенасыщенностью рекомендуется без существенного снижения коэффициента нефтевытеснения, увеличения остаточной

нефтенасыщенности использовать смеси пресной воды с сеноманской или подтоварной водой с содержанием пресной воды до 20 %.

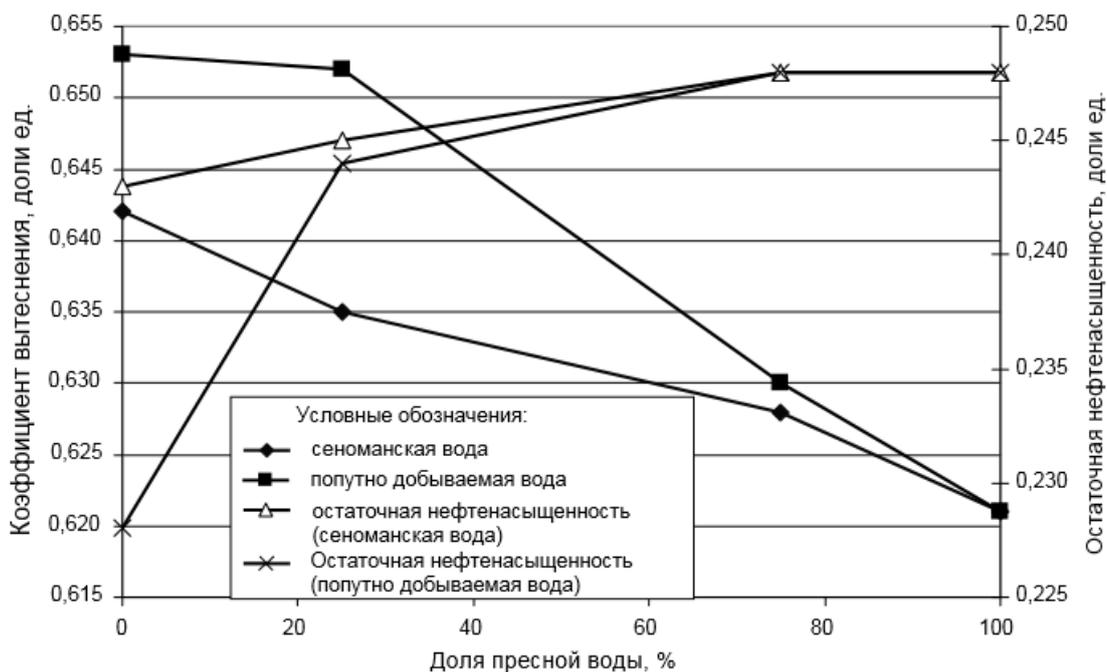


Рисунок 23 – Зависимость коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности от состава нагнетаемой воды

Расчетными методами было установлено, что смеси пресной воды с попутно добываемой и сеноманской водами в пластовых условиях, в ПЗП, в скважине и на поверхности имеют меньшую склонность к солеотложению во всем диапазоне объемных соотношений. В связи с этим риск образования осадков карбоната кальция при использовании пресной воды в качестве добавки к сеноманской воде или подтоварной незначителен. Применение пресной воды приводит к набухаемости глинистого цемента и снижению проницаемости до 23,5 %. Использование смеси пресной воды с сеноманской и подтоварной водами снижает эффект набухания глин и, соответственно, проницаемость. Эффект набухаемости проявляется при содержании пресной воды выше 75 %. Однако заводнение с использованием пресной воды после заводнения сеноманской и подтоварной водами и роста обводненности до 60 % позволяет увеличить коэффициент нефтewытеснения на 7 %. Добавка до

25-30 % пресной воды к сеноманской и подтоварной водам незначительно сказывается на процессе вытеснения нефти.

## **2.4 Влияние агрессивных компонентов и минерализации закачиваемой воды на реологические свойства полимеров и растворов ПАВ**

### **Полимеры**

Полимеры – это высокомолекулярные вещества с молекулярной массой от нескольких тысяч до нескольких миллионов. Свойства полимеров во многом обусловлены не только молекулярной массой, но и химическим составом звеньев, пространственной конфигурацией молекул, степенью разветвленности молекул, типом связей между молекулами, способом производства полимера.

Оригинальной особенностью водорастворимых полимеров является способность снижать подвижность в пористой среде в большей степени, чем следовало бы ожидать при вязкости раствора, замеренной стандартным методом. Это означает, что существенного снижения подвижности закачиваемой воды требуется лишь добавка полимера. Именно это свойство водорастворимых полимеров оказалось решающим при выборе загустителей для увеличения нефтеотдачи. Однако, агрессивные компоненты в составе закачиваемой воды могут существенно влиять на физико-химические свойства полимера.

Так, может наблюдаться снижение продуктивности нагнетательных скважин вследствие резкого роста вязкости, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность – основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента.

Деструкция может быть химической, термической, механической и

микробиологической. Химическая деструкция происходит вследствие взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами. Поэтому в воде, используемой для приготовления полимерного раствора не должно быть кислорода. При температуре свыше 130 °С наступает термическая деструкция. Механическая деструкция обусловлена разрывом макромолекул полимера при высоких скоростях движения, т. е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне. Микробиологическая деструкция полимерных молекул может происходить под действием аэробных бактерий, которые развиваются в пласте при закачке их с водой вследствие окисления нефти. Поэтому использование полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами и имеющих высокую температуру, не представляется возможным. Нельзя ожидать эффект от закачки полимеров в сравнительно однородных пластах, содержащих маловязкую нефть. Этот метод малоэффективен также для месторождений находящихся на поздней стадии разработки, и для пластов с большим содержанием солей.

Для минимизации проблем с приемистостью и деградацией полимера [34] при подготовке воды необходимо руководствоваться следующими принципами:

- содержание нефти в воде ниже  $100 \cdot 10^{-6}$ ;
- содержание твердых частиц менее  $50 \cdot 10^{-6}$  и размером менее 5 мкм;
- содержание кислорода менее  $100 \cdot 10^{-9}$ .

Проследим за изменениями процесса полимеризации на примере закачиваемой воды месторождения Кенбай, которое находится на четвертой стадии разработки.

Содержание железа ( $Fe^{3+}$  и  $Fe^{2+}$ ) в закачиваемой воде месторождения составляло 2,14 мг/л и 3,92 мг/л соответственно, при приготовлении раствора полимера марки FLOPAAM 5205 VHM AL-888 с концентрации 2000 и 5000

ppm в день отбора проб. По истечении 2-х и более дней вязкость заметно снижается (рисунок 24).

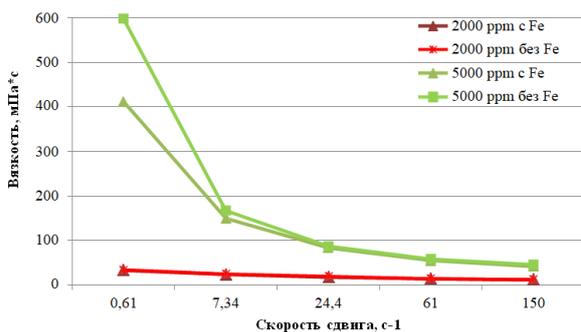


Рисунок 24 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с влиянием агрессивного компонента Fe

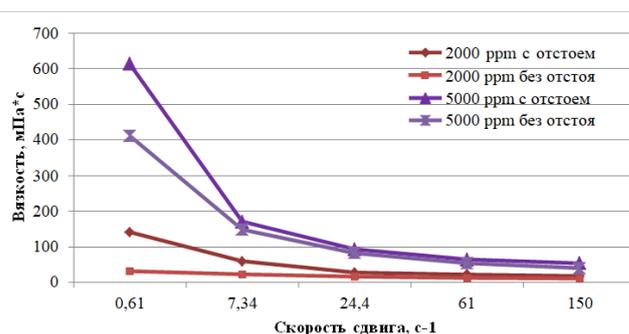


Рисунок 25 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с предварительным отстоем

На рисунке 24 представлена разница вязкостей, между растворами, которые прошли фильтрацию и без фильтрации, обусловленная содержанием механических примесей в воде, которые в свою очередь, очень влияют на вязкость полимерного раствора. Существенное понижение вязкости наблюдается в пробах с высоким содержанием механических примесей.

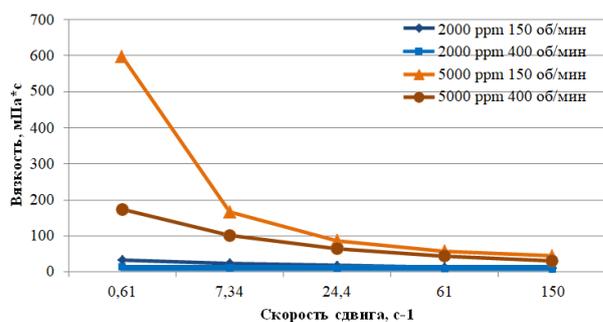


Рисунок 26 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с влиянием оборотов

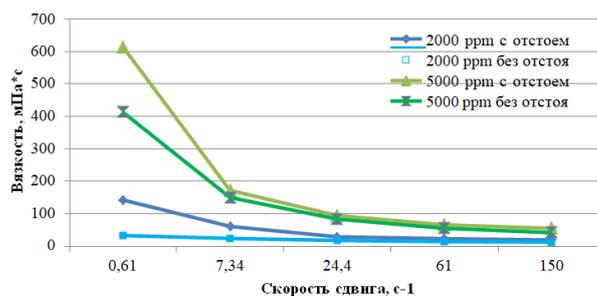


Рисунок 27 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с предварительным отстоем

Предварительный отстой исследуемой воды позволяет добиться повышенного результата вязкости полимеров (рисунок 27). Высокие же

обороты при перемешивании приводят к механической и химической типам деструкции, что также характеризуется снижением вязкости полимеров (рисунок 26).

Кроме того, минерализация воды, т. е. общее количество растворенных твердых веществ, содержащееся в водной фазе, имеет существенное влияние на степень загущения и деструкции полимера. В сущности, все свойства химического заводнения зависят от концентраций определенных ионов, а не только от минерализации. Общее содержание двухвалентных катионов в водной фазе (жесткость) является, как правило, более критическим фактором для свойств химического заводнения.

Характерная особенность гидролизованного полиакриламида (ПАА) увеличивать вязкость заключается в его большом молекулярном весе. Эта особенность усиливается анионным отталкиванием между молекулами полимера и между сегментами одной и той же молекулы. Отталкивание является причиной того, что молекула в растворе растягивается и сцепляется с другими молекулами, растянутыми аналогичным образом, что вызывает уменьшение подвижности при повышенных концентрациях. Если же минерализация или жесткость раствора высока, это отталкивание значительно уменьшается за счет ионного экранирования, т.к. свободно вращающиеся углерод-углеродные связи позволяют молекуле свернуться в клубок. Экранирование вызывает соответственно уменьшение эффективности полимера, т.к. сцепление заметно снижено. Фактически все свойства частично гидролизованного полиакриламида проявляют высокую чувствительность к минерализации и жесткости воды, что является препятствием для их применения во многих пластах.

### **Поверхностно-активные вещества**

Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоцентрированным раствором ПАВ основан на том, что при этом снижается поверхностное натяжение между нефтью и водой и увеличивается

краевой угол смачивания. Следовательно, натяжение смачивания уменьшается в 8-10 раз.

Добавление к закачиваемой воде 0,05 – 0,1 % ПАВ не влечет за собой необходимости существенного изменения давления, темпов или объемов нагнетания воды. Объемы закачиваемых в пласты водных растворов ПАВ должны быть большими (не менее 2 – 3 объемов пор нефтяной залежи). Так как эффективное действие ПАВ по вытеснению нефти сопровождается их адсорбцией, то весь подвергнутый воздействию объем пласта будет предельно насыщен адсорбированными ПАВ. При пренебрежении десорбцией ПАВ для насыщения охваченного заводнением объема пласта потребуется (при концентрации ПАВ в растворе 0,1%) закачать 5 – 10 объемов пор воды. При меньшем объеме закачки раствора фронт ПАВ не достигнет добывающих скважин и объем пласта, подвергнутого воздействию ПАВ, будет меньше охваченного заводнением. Адсорбция ПАВ в пористой среде приводит к тому, что на фронте вытеснения нефти вода не содержит ПАВ или содержит их в очень малых, неэффективных концентрациях. Фронт ПАВ движется по пласту в 10 – 20 раз медленнее, чем фронт вытеснения.

Самый большой недостаток метода заводнения малоконцентрированными растворами ПАВ заключается в большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе.

Главным фактором усложняющим или ограничивающим применение водорастворимых ПАВ является высокая чувствительность к качеству воды – содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей, которые в состоянии свести эффект к нулю, вследствие разрушения раствора.

### **3 ФОРМИРОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО ВЫБОРУ РАБОЧЕГО АГЕНТА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ**

Поддержание пластового давления при добыче нефти, осуществляется путем закачки воды различных источников, прошедшую очистку и подготовку.

У каждого источника ограничена области применения. Использование речной и озёрной воды приводит к истощению пресноводных ресурсов, а с точки зрения влияния на пласт – к сероводородному заражению и образованию нерастворимых осадков из-за привнесения кислорода, сульфатредуцирующих бактерий и большого количества ТВЧ.

Закачивание в пласт морской воды и ее смешение с пластовой не приведет к образованию осадка (кальцита и гипса), та как смесь пластовой и морской воды насыщена сульфатом бария и карбонатом стронция, но в рассольных системах выпадение  $BaSO_4$  и  $SrCO_3$  в осадок маловероятно. Это преимущество, однако, технология водоподготовки предусматривает предварительный нагрев воды перед ее закачкой в пласт, что приводит к удорожанию технологии.

Применение пресной воды в полном объеме приводит к набухаемости глинистого цемента и снижению проницаемости. Однако использование смеси пресной воды с подтоварными водами снижает данный эффект, кроме того, данный агент в пластовых условиях, в ПЗП, в скважине и на поверхности имеют меньшую склонность к солеотложению во всем диапазоне объемных соотношений. Установлено, что эффект набухаемости проявляется при содержании пресной воды выше 75 %. Однако заводнение с использованием пресной воды после заводнения подтоварными водами и роста обводненности до 60 % позволяет увеличить коэффициент нефтевытеснения.

Наиболее оптимальным решением с технологической и экономической точки зрения является использование в качестве агента заводнения подготовленной попутно добываемой воды. Однако в ней должен полностью отсутствовать кислород, во избежание развития коррозионных процессов в ГНО. Наличие твердых частиц в воде и капель нефти также может стать причиной забивки продуктивных пор и уменьшить приемистость пласта, что повлечет за собой снижение объемов закачки и удорожанию технологического процесса ППД.

При выборе агента вытеснения для поддержания пластового давления закачкой воды в пласт во внимание принимается стадия, на которой разрабатывается месторождение

Анализу подвергаются минералогические особенности и тип коллектора. Если терригенные коллектора однородны и основным ограничивающим фактором по выбору будет являться процентное содержание глин, степень гидрофильности и гидрофобности вмещающих пород, то в карбонатных коллекторах с высокой степенью неоднородности по площади и вертикали, наличием тектонических нарушений различных интенсивности и проводимости, помимо, выше указанной информации следует также на этапе планирования системы ППД и выбора агента вытеснения обладать достоверными сведениями о связанности коллектора в межскважинном пространстве, данных о его ФЕС и распространении различных фаций, во избежание опережающему обводнению и снижению степени выработки запасов.

Выбор минерализации и способа кондиционирования воды для заводнения также должен быть обоснован лабораторными экспериментами, а кроме того гидродинамическим моделированием и экономическими расчетами. Для получения наибольшего вытесняющего эффекта следует закачивать воду с минерализацией 15 – 30 % от пластовой. Для получения эффекта от пропитки водой необходимо наличие в ней ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ .

Воздействие водой без NaCl увеличивает коэффициент вытеснения по сравнению с обычной водой потому, что ионы соли NaCl, которые не влияют на характер смачиваемости, блокируют доступ к поверхности породы активных ионов  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ . В условиях высокотемпературного карбонатного пласта ионно-обменные процессы протекают наиболее активно, что способствует гидрофилизации коллектора, увеличению скорости его пропитки водой и мобилизации нефти. Но в результате реакции с образованием и осаждением  $\text{CaSO}_4$  концентрация активных ионов снижается, часть порового пространства блокируется и приёмистость нагнетательных скважин постепенно падает. Таким образом, оптимизируя состав воды, можно регулировать механизм ионного обмена между закачиваемой водой и породой, добиваясь максимального коэффициента вытеснения за счёт изменения смачиваемости породы. Наиболее целесообразно вести закачку воды с изменённым, относительно пластовой воды, ионным составом с самого начала заводнения. В дальнейшем для уменьшения ионной нагрузки рекомендуется снижение минерализации закачиваемой воды путём её разбавления пресной водой, с применением термокомпрессии, дистилляции или обратного осмоса.

Установлено, что нефтевымывающая способность представленных агентов заводнения определяется в равной степени химическим составом вод, минералогическими особенностями вмещающей горной породы; вязкостью, полярностью и содержанием в нефти кислотных, сернистых соединений и микроорганизмов; термобарическими условиями и стадией разработки месторождения.

По всем вышеперечисленным пунктам был сформирован комплексный алгоритм выбора источника заводнения (см. приложение В).

Оптимизировать систему ППД на поздней стадии разработки можно путем видоизменения водоснабжения, то есть заменой источника воды по мере эксплуатации месторождения. Наиболее наглядной будет иллюстрация

закачки попутно добываемой подготовленной воды вместо пресной. Как было отмечено ранее, вследствие недостаточных объемов попутно добываемой воды на начальных стадиях разработки месторождений для ППД используют пресные воды наземных источников; однако, из-за своего состава, плохой совместимости по химическому составу с пластовыми водами, ведущей к выпадению малорастворимых солей, они ухудшают ФЕС пласта, в результате снижается КИН. Помимо этого, повышенный коэффициент подвижности из-за низкой вязкости пресной воды по сравнению с вязкостью пластовой является следствием ранних прорывов закачиваемой воды в добывающие скважины и снижение коэффициента вытеснения; низкая минерализация пресной воды повлечет за собой набухание глинистого цемента коллектора, служащее причиной снижения проницаемости, также как и более интенсивное распространение СВБ. С экономической точки зрения, данный переход также более выгоден, так как нефтяные компании несут большие затраты на ППД в связи с необходимостью покупки, транспортировки пресной воды до нагнетательных скважин.

Оценка перспективы смены агента закачки будет основываться в первую очередь на обосновании совместимости пластовых вод как ключевом критерии реализации перехода. Если признаков несовместимости с дальнейшим выпадением осадка не выявлено, можно использовать пластовую воду изученного водоносного яруса. В приложении Г представлен алгоритм перехода на закачку пластовой воды с целью минимизации возможных рисков. Представленная модернизация системы ППД может обеспечить достижение проектного КИН со значительным снижением производственных затрат.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Сытниковой Софье Андреевне

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение внедрение технологии ингибирования солеотложений при несовместимости пластовых и закачиваемых вод на нефтяном месторождении «Х»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации. ФЗ-213 от 24.07.2009 г. в редакции от 26.03.2022 г.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности применения ингибиторов солеотложения на месторождения «Х» по предложенным вариантам уплотняющего бурения
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при внедрении технологии ингибирования солеотложений.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности внедрения ингибитора солеотложений СНПХ 5312,С

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Сытникова Софья Андреевна		



Заключительные работы	1
Всего	8

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ:

$$Z_{\text{осн}} = \sum C \cdot n \cdot T_p \quad (26)$$

где  $C$  – тарифная ставка, руб;

$T_p$  – время работы, час;

$n$  – количество рабочих.

$$Z_{\text{осн}} = 42,7 \cdot 8 \cdot 1 + 36,18 \cdot 8 \cdot 1 = 631,04 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{прем}} = Z_{\text{осн}} \cdot 1,4 = 883,46 \text{ руб.} \quad (27)$$

Районный коэффициент составляет 50 % от основной зарплаты и премии:

$$Z_T = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{прем}}) \cdot 0,5 = 757,24 \text{ руб.} \quad (28)$$

Заработная плата бригады составит:

$$Z_{\text{бр}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{прем}} + Z_T = 631,04 + 883,46 + 757,24 = 2271,74 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 30 % от общего фонда зарплаты:

$$Z_{\text{соц}} = Z_{\text{бр}} \cdot 0,3 = 2271,74 \cdot 0,3 = 681,52 \text{ руб.}$$

Таблица 14 – Нормы расходов и стоимость единицы материалов

Материал	Количество материала	Стоимость единицы материала, руб
Пластовая вода	30 м <sup>3</sup>	47,22
Пресная вода	10 м <sup>3</sup>	14
СНПХ 5312,С	0,537 т	35530

Затраты на материалы определяются умножением количества материалов по видам на стоимость за единицу:

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{в.пл.}} \cdot Ц_{\text{в.пл.}} + V_{\text{в.пр.}} \cdot Ц_{\text{в.пр.}} + V_{\text{СНПХ.}} \cdot Ц_{\text{СНПХ}} \quad (29)$$

где  $V_i$  – количество материала, пластовой воды, пресной воды, СНПХ5312,С соответственно;

$Ц_i$  – стоимость единицы материала, пластовой воды, пресной воды,

СНПХ5312,С соответственно.

$$Z_{\text{мат}} = 30 \cdot 47,22 + 10 \cdot 14 + 0,537 \cdot 35530 = 20636,21 \text{ руб.}$$

Таблица 15 – Вид и время работы арендованного транспорта

Вид транспорта	Время работы, час	Стоимость аренды, руб/час
Агрегат ЦА-320	8	1400
Автоцистерны ЦР-10, ЦР-4	16	450

Транспортные расходы определяются исходя из времени работы данного вида транспорта и расценок за час работы:

$$Z_{\text{т}} = \sum_i^n t_i \cdot Ц_i \quad (30)$$

где  $t_i$  – время работы оборудования, агрегата ЦА, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4;

$Ц_i$  – стоимость одного часа работы оборудования, агрегата ЦА, автоцистерн ЦР-10 и ЦР-4.

$$Z_{\text{т}} = 8 \cdot 1400 + 16 \cdot 450 = 18400 \text{ руб.}$$

Сумма прямых затрат складывается из общей зарплаты, отчислений на социальные нужды, затрат на материалы, транспорт:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{бр}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{тр}} \quad (31)$$

$$Z_{\text{пр}} = 2271,74 + 681,52 + 20636,21 + 18400 = 41989,47 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы:

$$Z_{\text{ц}} = 41989,47 \cdot 0,237 = 9951,5 \text{ руб.}$$

Общехозяйственные расходы:

$$Z_{\text{общ}} = (Z_{\text{пр}} + Z_{\text{ц}}) \cdot 0,09 = (41989,47 + 9951,5) \cdot 0,09 = 4674,69 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение ингибиторной обработки против образования солей представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на проведение мероприятия по закачке ингибитора солеотложений

Статьи затрат	Сумма, руб.
1. зарплата бригады:	2271,74
6 разряд –1 человек, 5 разряд – человек, час.	631,04
премия, %	883,46
районный коэффициент, %	757,24
2. отчисления на социальные нужды, %	681,52

Статьи затрат	Сумма, руб.
3. транспорт:	18400
цементировочный агрегат ЦА-320, час.	11200
автоцистерна ЦР-10, час.	7200
4. материалы:	20636,21
пластовая вода, м <sup>3</sup>	1416,60
пресная вода, м <sup>3</sup>	140
СНПХ 5312,С, т	19079,61
5. Цеховые расходы, %	9951,5
6. Общехозяйственные расходы	46764,69
Итого	56615,66

### Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти

Проведение внедрения технологии борьбы с солеотложением путем закачки в пласт ингибитора СНПХ 5312,С связано с определенными затратами, поэтому влияет на себестоимость добычи нефти. Рассчитаем изменение затрат на добычу нефти.

Изменение затрат на энергию по извлечению нефти:

$$\Delta Z_э = \Delta A \cdot C_{эу} \quad (32)$$

где  $\Delta A$  – дополнительная добыча нефти;

$C_{эу}$  – удельные затраты на добычу 1 т нефти.

$$\Delta Z_э = 2,417 \cdot 105,3 = 254,51 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат на ППД составит:

$$\Delta Z_{ППД} = \Delta A \cdot C_{ППД} \quad (33)$$

где  $C_{ППД}$  – удельные затраты на плату поддержания пластового давления на добычу 1 т нефти.

$$\Delta Z_{ППД} = 2,417 \cdot 134,71 = 325,59 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по сбору и транспорту нефти:

$$\Delta Z_{сб} = \Delta A \cdot C_{сб} \quad (34)$$

$$\Delta Z_{сб} = 2,417 \cdot 83,98 = 202,97 \text{ тыс. руб.}$$

Изменение затрат по технологической подготовке нефти:

$$\Delta Z_{тп} = \Delta A \cdot C_{тп} \quad (35)$$

$$\Delta Z_{тп} = 2,417 \cdot 58,55 = 141,51 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования изменяются на

сумму, затраченную на проведение ингибирования;

$$\Delta Z_{\text{сз}} = Z_{\text{мер}} \cdot n \quad (36)$$

$$\Delta Z_{\text{сз}} = 42.11 \cdot 10 = 126.33 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы на НДСП:

$$\Delta Z_{\text{п}} = \Delta A \cdot C_{\text{НДСП}} \quad (37)$$

$$\Delta Z_{\text{п}} = 2,417 \cdot 8,96 = 21,65 \text{ тыс. руб.}$$

Итого изменение затрат:

$$\Delta Z = 254,51 + 325,59 + 202,97 + 141,51 + 21,65 + 1269,33 = 1072,56 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчета себестоимости добычи нефти приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Себестоимость добычи нефти до и после обработки

Затраты	До внедрения мероприятия, тыс.руб.	После внедрения мероприятия, тыс.руб.	Изменение затрат, тыс.руб.
Расходы на энергию по извлечению нефти	117827	118081,51	+ 254,51
Расходы по искусственному воздействию на пласт	149616	149941,59	+325,59
Основная зарплата производственных рабочих	119112	119112	-
Отчисления на социальные нужды	6776	6776	-
Амортизация скважин	47856	47856	-
Расходы по сбору и транспортировку нефти	93974	94176,97	+ 202,97
Расходы по технологической подготовке нефти	65517	65658,51	+ 141,51
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	336009	336135,33	+ 126,33
Цеховые расходы	40463	40463	-
Общепроизводственные расходы	122672	122672	-
Прочие производственные расходы	10023	10044,65	+21,65
Итого затрат, тыс.руб.	1009845	1010917,56	+1072,56
Добыча нефти, тыс.т	1109,15	1111,567	+ 2,417
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб./т	910,46	909,7	-0,76

Расчет годового экономического эффекта

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T \quad (38)$$

где  $\mathcal{E}_T$  – экономический эффект от мероприятия за расчетный период, тыс.руб.;

$P_T$  – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия за расчетный период, тыс.руб.;

$Z_T$  – стоимостная оценка затрат на осуществление мероприятия, тыс.руб.

$$P = \Delta A \cdot Ц \quad (39)$$

где  $Ц$  – цена 1 тонны нефти марки Brent,  $Ц = 27619$  руб.;

$$P = 2,417 \cdot 27619 = 6675,5 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимостная оценка затрат равна затратам на дополнительную добычу нефти:

$$Z_T = \Delta Z \quad (40)$$

$$Z_T = 1072,56 \text{ тыс.руб.}$$

Экономический эффект составляет:

$$\mathcal{E} = 6675,5 - 1072,56 = 5602,94 \text{ тыс.руб.}$$

Прирост валовой прибыли  $\Delta П$ :

$$\Delta П = \mathcal{E} - \Delta Н \quad (41)$$

где  $\Delta Н$  – сумма отчислений от прироста прибыли (20 %).

$$\Delta П = 5602,94 - (5602,94 \cdot 0,2) = 4482,4 \text{ тыс.руб.}$$

Изменение производительности труда в результате внедрения мероприятия:

$$P_y = (1110,17/2581 : 1109,15/2581) \cdot 100 - 100 = 0,2 \%$$

Снижение себестоимости продукции за счет мероприятия:

$$C_c = 100 \cdot ((C_1 - C_2)/C_1) \quad (42)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи нефти до и после мероприятия, руб.

$$C_c = 100 \cdot ((910,46 - 909,9)/910,46) = 0,06 \%$$

Сравнение экономических показателей до и после обработки ингибитором солеотложения приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Экономические показатели до и после внедрения технологии обработки скважин ингибитором СНПХ5312,С

Показатели	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Абсолютное отклонение
Объем добычи нефти, тыс.т	1109,15	1111,567	+2,417
Среднесуточный дебит скважины, т/сут	20,0	26,9	+6,9
Себестоимость 1 т нефти, руб.	910,46	909,7	-0,76
Стоимостная оценка результатов, тыс.руб.	-	4471,45	4471,45
Стоимостная оценка затрат, тыс.руб.	-	1072,56	1072,56
Экономический эффект, тыс.руб	-	3398,89	3398,89
Прирост валовой прибыли предприятия, тыс.руб.	-	2583,15	2583,15
Производительность труда, т./чел.	389,03	389,39	0,36

### Вывод

Применение технологии обработки ингибитором СНПХ5312,С десяти добывающих скважин, показало высокую технологическую эффективность с дополнительной добычей нефти 10163,77 т. Исходя из этого предложено провести внедрение этой технологии на трех скважинах и получить ожидаемую дополнительную добычу 2417,75 т. и предполагаемую прибыль 2583,15 тыс. руб. Предполагаемое снижение себестоимости добычи нефти за счет внедрение мероприятия составляет 0,74 рублей за тонну.

## «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ04	Сытниковой Софье Андреевне

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

Тема ВКР:

<b>Обоснование применения рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления на разных стадиях разработки месторождений</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p><i>Объект исследования:</i> вытесняющий агент, применяемый для заводнения нефтяных пластов.</p> <p><i>Область применения:</i> месторождения с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия – кустовая площадка.</p> <p><i>Климат района:</i> резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> нагнетательная скважина, кустовая насосная станция, водораспределительный пункт, высоконапорные водоводы.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> регулирование и контроль параметров объема закачиваемого вытесняющего агента.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83;</p> <p>Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81;</p> <p>Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ;</p> <p>Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ;</p> <p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>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.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</li> <li>● Превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>● Недостаточная освещенность;</li> <li>● Повышенная запыленность рабочей зоны.</li> </ul> <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● Электрический ток;</li> <li>● Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</li> </ul> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> спецодежда, защитные очки, каска, перчатки, спецобувь, противогаз, газоанализатор, защитные ограждения, сигнальная лента, заземление, предупредительные таблички</p> <p><i>Расчет:</i> расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением</p>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> загазованность территории при разгазировании трубопровода или скважины.</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение почвы в результате выбросов загрязняющих веществ через неплотные соединения.</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> загрязнение подземных вод и наземных источников водоснабжения при разливе нефти и ее прорыве в водоносные горизонты.</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> выброс углеводородного газа.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b>	<p><i>Возможные ЧС:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;</li> <li>• разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;</li> <li>• нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС: разрушительное воздействие, вызванное взрывом в результате нарушения герметичности элементов под давлением.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Сытникова Софья Андреевна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Метод поддержания пластового давления путем заводнения пластов является эффективным и недорогим средством увеличения нефтеотдачи, а за счет совместного применения технологий полимерного заводнения, перемены направления фильтрационных потоков и оптимизации давления нагнетания становится еще более эффективным средством увеличения конечной нефтеотдачи.

Работы по заводнению применяются на месторождениях с поддержанием пластового давления путём закачки воды в нефтяной пласт на любой стадии эксплуатации (возможно с добавлением полимеров и поверхностно-активных веществ) и проводятся на открытых кустовых площадках нефтяного месторождения «Х». В административном отношении месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе РФ. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;

- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;

- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работы по заводнению проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ – глава 47 [35]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Так как основная рабочая зона оператора – это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

## **5.2 Производственная безопасность**

При проведении работ по закачке воды в скважины, работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов, которые при определенных условиях приводят к заболеванию или снижению его трудоспособности.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [36]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [44].
Превышение уровней шума и вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 2015. – 24 с [37].
Недостаточная освещенность;	+	+	СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [38].
Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
Электрический ток;	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [40].
Движущиеся машины и механизмы движущегося оборудования;	+	+	ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [42].

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть

обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

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

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 20).

Таблица 20 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

### **Превышение уровней шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [37]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на

месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противошумные вкладыши.

### **Превышение уровня вибрации**

Технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **Недостаточная освещённость рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются прожектора и лампы в взрыво- и пожаробезопасном исполнении [38]. В таблице 21 приведены нормы освещенности рабочих поверхностей применительно для рабочего места оператора ППД. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Таблица 21 – Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

<b>Наименование объекта</b>	<b>Освещенность, лк</b>
Пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	150
Насосные станции	50
Устья скважин	30
Места управления задвижками групповых установок	30

### **Повышенная запыленность рабочей зоны**

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что

негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **Электрический ток**

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [39].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование

знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [40].

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [41] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую

проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [42].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

#### **Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)**

Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [43].

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как в процессе

защиты нагнетаемым агентом является вода, то влияние, оказываемое на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

### **5.2.3 Расчет необходимого воздухообмена при выделении газов через негерметичность аппаратуры, находящейся под давлением**

Работа оператора по поддержанию пластового давления связана с нахождением в помещении, где установлены замерные установки. Система, состоящая из аппаратов и трубопроводов, заполнена бутаном. Рабочее давление в аппаратуре  $p_a = 2$  атм, а в проводящих трубопроводах  $p_{тр} = 18$  атм. Внутренний объем аппаратуры  $v_a = 14$  м<sup>3</sup>, объем трубопроводов,  $v_{тр} = 2,5$  м<sup>3</sup>. Температура газа в аппаратуре –  $t_a = 50$  °С, в трубопроводе –  $t_{тр} = 25$  °С. Определим необходимый воздухообмен в помещении.

Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов (кг/ч), просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле X:

$$G = k \cdot c \cdot v \cdot \sqrt{\frac{M}{T}} \quad (43)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ( $k = 1-2$ );

$c$  – коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппаратуре;

$v$  – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением, м<sup>3</sup>;

$M$  – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре;

$T$  – абсолютная температура газов в аппаратуре, К.

Потребный воздухообмен ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяется по формуле (44):

$$L = \frac{1000 \cdot G}{x_n - x_b} \quad (44)$$

где  $G$  – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения ( $\text{г}/\text{ч}$ );

$x_b$  – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения,  $\text{мг}/\text{м}^3$ , согласно ГОСТ 12.1.005-88 [44];

$x_n$  – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест,  $\text{мг}/\text{м}^3$ .

Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате

Давление $p$ , атм	До 2	2	7	17	41	161
с	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

Определяем величины утечек бутана из аппаратуры и трубопроводов.

Принимаем  $k = 1,5$ ;  $c_a = 0,182$ ;  $c_{тр} = 0,189$ ;  $M = 58$  для бутана.

Утечка газа из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1,5 \cdot 0,182 \cdot 14 \cdot \sqrt{\frac{58}{323}} = 1,62 \text{ кг}/\text{ч}$$

Утечка газа из трубопроводов составляет:

$$G_{тр} = 1,5 \cdot 0,189 \cdot 1,5 \cdot \sqrt{\frac{58}{298}} = 0,31 \text{ кг}/\text{ч}$$

$$G = G_a + G_{тр} = 1,62 + 0,31 = 1,93 \text{ кг}/\text{ч}$$

Для бутана  $x_n = 300 \text{ мг}/\text{м}^3$ ;  $x_b = 200 \text{ мг}/\text{м}^3$ . Тогда потребный воздухообмен составит:

$$L = \frac{1000 \cdot 1,93}{300 - 200} = 19,3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таким образом, величина потребного воздухообмена, которая будет обеспечивать воздухообмен при выделении газов через негерметичности аппаратуры, находящейся под давлением составляет 19,3 м<sup>3</sup>/ч.

### **5.3 Экологическая безопасность**

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

#### **Загрязнение атмосферы**

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75%, приходится на атмосферу. При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах.

#### **Загрязнение литосферы**

Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта. При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих

технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами (полимеры, поверхностно-активные вещества), велика вероятность их попадания не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Предельно-допустимые концентрации вредных химических веществ в почве

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

### **Загрязнение гидросферы**

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;

- продуктами утечек скважины.

В соответствии с нормами технологического проектирования, для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения «Х» при проведении работ по заводнению:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Этот процесс, как правило, приводит к взрыву, который в свою очередь провоцирует появление большого количества механических осколков и ударные волны. Их разрушительное воздействие может быть крайне значительным и опасным для людей, находящихся рядом во время аварии. Из этого следует, что оборудование, функционирующее в условиях избыточного давления, должно обладать высокой степенью эксплуатационной надежности.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по нестационарному заводнению включают следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ [43].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов,

позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

### **Выводы**

Таким образом, рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по заводнению оператором ППД на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы, рекомендованы мероприятия по их устранению. Наиболее вероятной ЧС признан взрыв оборудования, работающего под высоким давлением, разобраны меры по предупреждению чрезвычайной ситуации.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была сформирована методика выбора рабочего агента для эффективного вытеснения нефти в процессе поддержания пластового давления на разных стадиях разработки нефтяных месторождений.

Оценив степень влияния геологических, энергетических и микробиологических условий на совместимость рабочего агента с пластовыми флюидами, установили, что закачиваемая в пласт вода для поддержания пластового давления не должна быть: коррозионно-активной по отношению к оборудованию, используемому для ее подготовки и закачки в пласт; склонной к образованию солевых отложений в условиях обработки и закачки; должна исключать либо минимизировать разбухание глинистого материала в пласте и снижение в связи с этим проницаемости продуктивного пласта, а также активной деятельности сульфатовосстанавливающих бактерий и других микроорганизмов, подавляемых при содержании в воде более 100 000 мг/л; должна быть свободна от взвесей, нефти и кислорода, а также совместима с пластовой водой, как при смешении на поверхности, так и при продвижении по продуктивному горизонту (см. приложение В).

Проведенный анализ выбора источника воды для ППД на разных стадиях разработки месторождений показал, что решение проблемы повышения нефтеотдачи сопряженной с обязательным изучением в каждом конкретном случае процессов взаимодействия закачиваемых вод с пластовыми, в продуктивных пластах-коллекторах с использованием их для оптимизации технологий систем ППД, позволяет увеличить накопленную добычу нефти и получить дополнительную прибыль, путем замены источника водоснабжения во времени (см. приложение Г).

Для нефтяных месторождений «Х», «У» и «Z» произведена оценка совместимости и стабильности пластовых и закачиваемых вод.

Были сформированы решения по повышению эффективности разработки месторождений на ранней стадии разработки с учетом геологических условий, по причине которых происходит преждевременный рост обводненности добываемой продукции; замены вытесняющего агента на поздней стадии разработки с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти (КИН) и уменьшения ресурсо- и капиталовложений.

Таким образом, обоснованный выбор закачиваемого агента и источников водоснабжения, управление риском преждевременного обводнения скважин позволяют организовать эффективную систему ППД, обеспечивающую восстановление пластового давления и создающую условия для увеличения добычи.

Также произведен расчёт экономической эффективности от внедрения ингибиторов солеотложения при несовместимости пластовых и закачиваемых вод на месторождении «Х». Применение технологии обработки ингибитором СНПХ5312,С десяти добывающих скважин, показало высокую технологическую эффективность с дополнительной добычей нефти 10163,77 т. Исходя из этого предложено провести внедрение этой технологии на трех скважинах и получить ожидаемую дополнительную добычу 2417,75 т. и предполагаемую прибыль 2583,15 тыс. руб. Предполагаемое снижение себестоимости добычи нефти за счет внедрения мероприятия составляет 0,74 рублей за тонну.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по поддержанию пластового давления закачкой воды в пласт. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Также были рекомендованы мероприятия, позволяющие снизить риск наступления чрезвычайной ситуации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, and James L. Buchwalter. Practical Enhanced Reservoir Engineering //Tulsa, Okla.: Pennwell, 2008. p. 492.]
2. Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Второе издание, дополненное. М., 2001 г. с. 10.
3. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров, Второе издание, дополненное и исправленное
4. Матусевич В.М., Сабанина И.Г. Гидрогеологические особенности конечной стадии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 5-6. – С. 1242-1247
5. Большаков Ю.Я. Влияние капиллярных сил на образование целиков нефти в межскважинном пространстве при разработке залежей методом заводнения // Нефтегазоносность и оптимальные методологические решения поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в пределах Западно-Сибирской плиты: материалы научнопрактической конференции. – Тюмень, 2003. – С. 177–182
6. Большаков Ю.Я., Матусевич В.М., Семенова Т.В. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов на месторождениях Западной Сибири // Нефть и Газ. Известия ВУЗов № 1.– Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – С. 10–14
7. Filoco P.R., Sharma M.M. Effect of Brine Salinity and Crude-Oil Properties on Relative Permeabilities and Residual Saturations // Paper SPE 49320, presented at the 1998 SPE Annual Meeting. – New Orleans, Louisiana 27–30 Sept. 1998.
8. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов / М. Игдавлетова, Т. Исмагилов, И. Ганиев, А. Телин // Neftegaz.RU [Электронный ресурс].

9. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 653 с. и Austad T. Water Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR-Potential Using "Smart Water" // Course material, Muscat. – April 15th 2012.
10. Резяпова И.Б. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений. – Уфа: Гилем, 1997. – 51 с.
11. Критерий оценки интенсивности процесса сульфидообразования в добывающих скважинах / Ф.С. Гарифуллин, Р.Ф. Гатин, Р.Ф. Шилькова [и др.] // Нефт. хоз-во. – 2002. – № 11. – С. 100–103.
12. Борьба с отложением гипса в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / В.Е. Кащавцев, Л.Т. Дытюк, А.С. Злобин и др. М.: ВНИИОЭНГ, 1976. 62 с. (Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело)
13. Д. Г. Кнорре, Л. Ф. Крылова, В. С. Музыкантов. Физическая химия, М.: «Высшая школа», 1990.
14. Основы аналитической химии / под ред. Ю.А. Золотова. М.: Высш. шк., 2002 Кн. 1 351 с.
15. Харитонов Ю.Я. Аналитическая химия. Кн. 1 Общие теоретические основы. Качественный анализ. М.: Высш. шк., 2001 615 с.
16. Хавкин А.Я. Влияние минерализации закачиваемой воды на показатели разработки низкопроницаемых пластов: учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа, 1998. – 126 с
17. ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»
18. Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов - М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816.

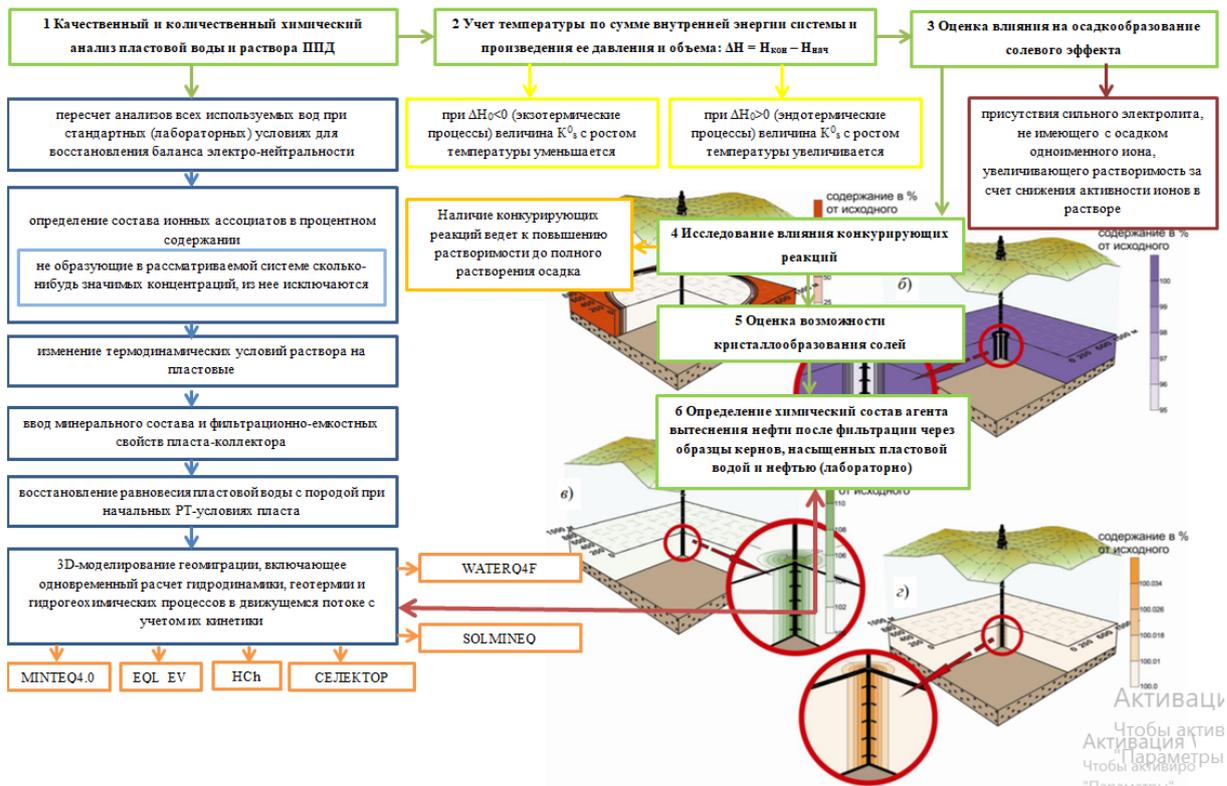
- 19.Кащавцев В. Е., Гаттенбергер Ю. П., Люшин С. Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985 – 215 с.
- 20.Семенова Т. В. Изменение ионно-солевого состава пластовых вод месторождений южных нефтегазоносных районов Тюменской области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002 – № 5 – С. 65–70.
- 21.Иванов В.В., Невраев Г.А. Классификация подземных минеральных вод. М.: Недра, 1964. 166 с.
- 22.Сулин В.А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод. М.: Изд-во АН СССР, 1948. 106 с.
- 23.Лурье Ю.Ю. Справочник по аналитической химии. М.: Химия, 1989. 448 с.
- 24.Справочник химика / под ред. Б.П. Никольского. М.: Химия, 1964. Т. 3. 1167 с.
- 25.Геологическая эволюция и самоорганизация системы вода-порода: в 5 томах. Т. 1: Система вода-порода в земной коре: взаимодействие, кинетика, равновесие, моделирование / В.А. Алексеев [и др.]; отв. редактор тома С.Л. Шварцев; ОИГГМ СО РАН [и др.]. - Издательство СО РАН, 2005. - С. 171-175.
- 26.Озябкин В.Н., Озябкин С.В. Программные имитаторы для моделирования геохимической миграции неорганических загрязнений // Геоэкология. - 1996. - № 1. - С. 104-120.
- 27.Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия ТПУ. Геология поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. - 2002. - Т. 305. - Вып. 6. - С. 348-365.
- 28.Трифонов Н.С., Новиков Д.А., Ямских А.А. Гидрогеологические предпосылки закачки промышленных стоков при освоении первоочередного участка Юрубчено-Тохомского месторождения //

- Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. - 2014. - № 2. - С. 131-145.
29. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / Под ред. В.А. Грабовникова. - М.: Недра, 1993. - 335 с.
30. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования / М. Крабтри [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – Т. 7. – № 2. – С. 52.
31. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.
32. Коррозия нефтепроводов при магнитной и акустической обработке флюидов / С.Е. Черепашкин [и др.] // Изв. высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 5. – С. 85–91.
33. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях»
34. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Polymer Flooding: Establishing Specifications for Dissolved Oxygen and Iron in Injection Water. Paper SPE179614 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April 2016
35. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
36. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»
37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности.» Стандартинформ, 2015. – 24 с
38. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
39. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»

- 40.ГОСТ Р 12.1.019-2009. «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
- 41.ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Ограждения защитные»
- 42.ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
- 43.Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научнотехнический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
- 44.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

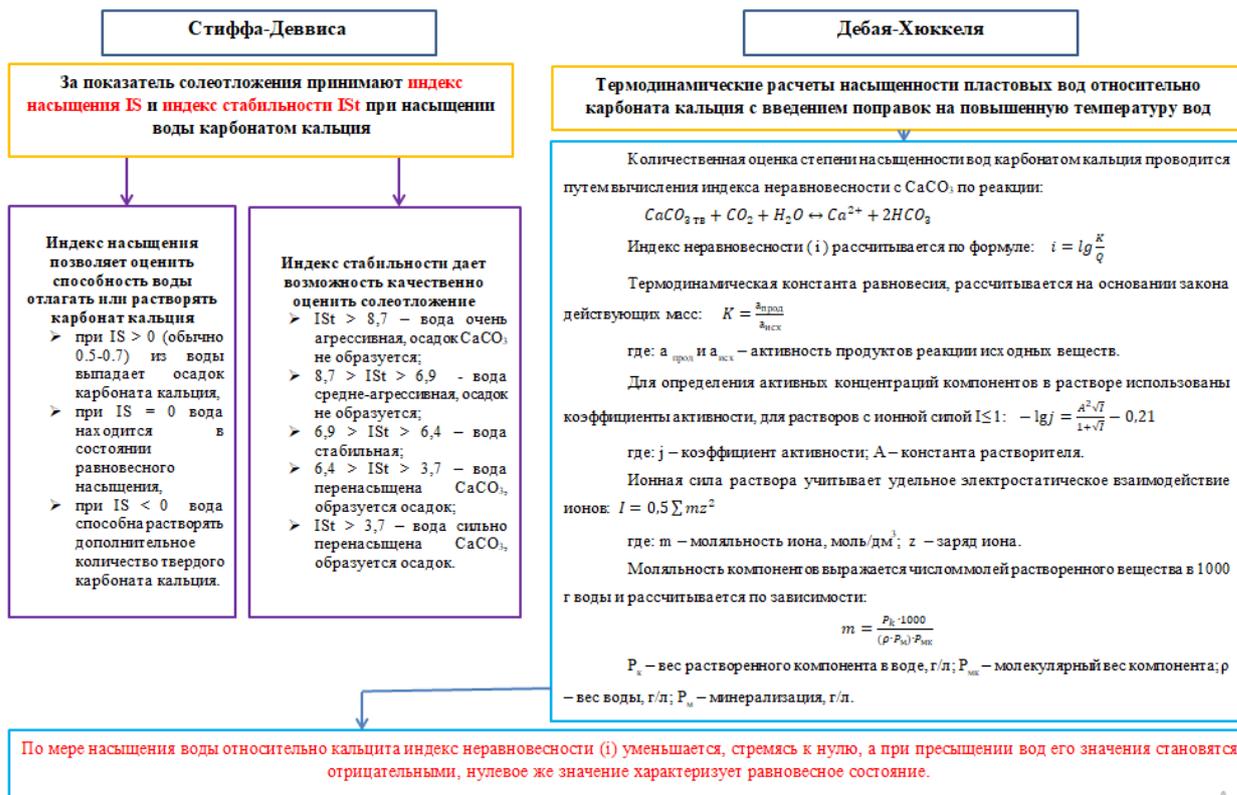
# Приложение А

## Анализ совместимости пластовых флюидов с системами поддержания пластового давления (ППД)



# Приложение Б

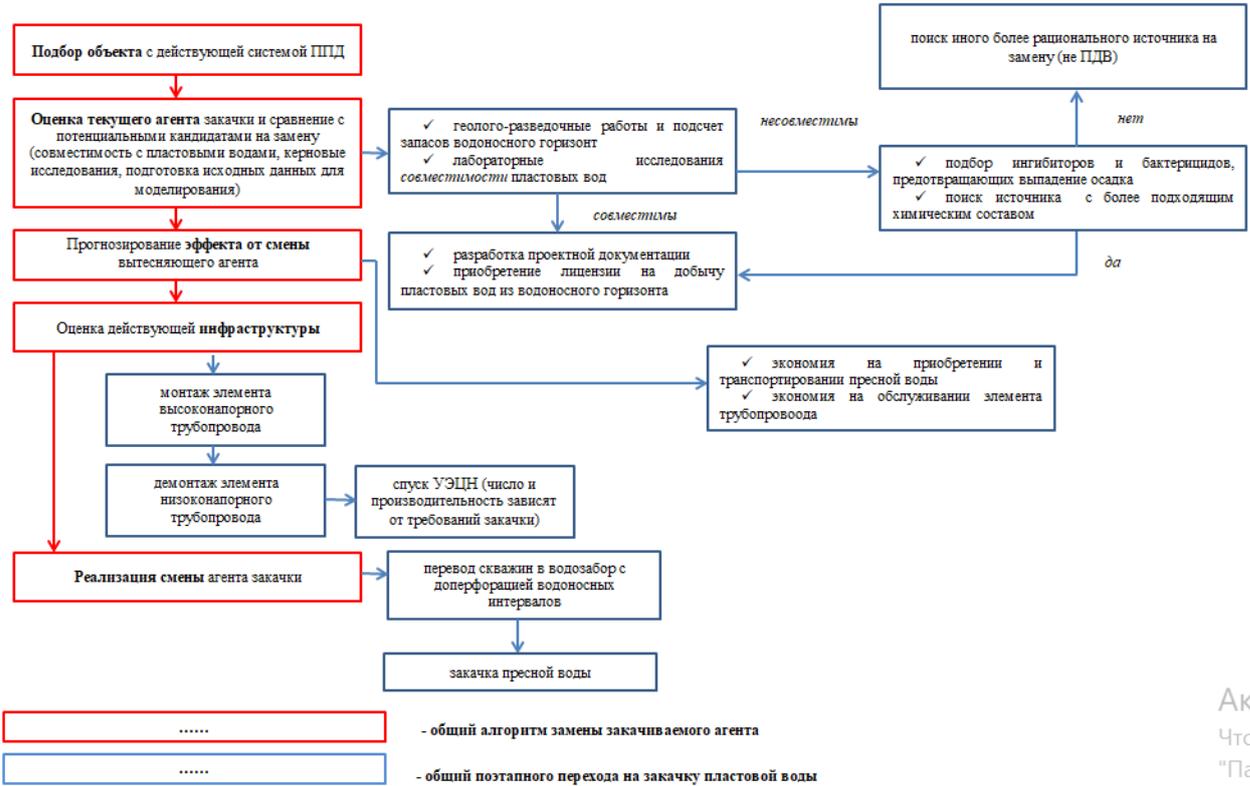
Алгоритм поэтапного перехода на закачку ЦДВ вместо пресной воды





# Приложение Г

Алгоритм поэтапного перехода на закачку ПДВ вместо пресной воды



Ак  
Что  
"Па

## Приложение Д

(справочное)

### ANALYSIS OF WATER SOURCES FOR RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEMS

Студент

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ04	Сытникова Софья Андреевна		

Руководитель ВКР

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

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

## INTRODUCTION

Maintaining reservoir pressure by flooding requires the use of large volumes of high-quality water. The solution to the water supply problem comes down to finding a reliable and plentiful source, justifying water quality and developing water treatment technology.

## HISTORY OF RESERVOIR FLOODING SYSTEMS DEVELOPMENT

At present, most oil fields are formed by artificial flooding systems, because from the very beginning of using this method, it has shown its efficiency and economy in comparison with other methods of increasing the oil recovery factor.

This method was discovered as a result of casual observation by operators of mass pensions in the USA in 1865 around the town of Pitole. They noticed that due to abandoned but unfinished wells water appeared in the productive strata, similar to the violation of the casing. After some time in the operation of the wells significantly increased production. However, the accumulation with the flow rate of oil, increasing and water withdrawal. It became obvious that the infiltrated water restored the dropped pressure to a wide extent, thus forcing the oil to move in the connected production well (Figure 1).

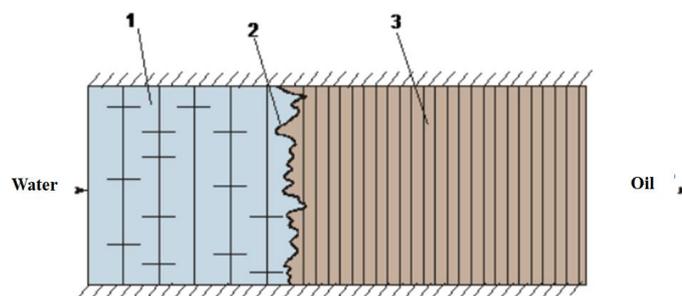


Figure 1 – Movement of the water-oil contact in the formation: 1 - area occupied by water and residual oil; 2 - water-oil contact; 3 - area occupied by oil

Then Forest and Clayton Dorn probably took a close look. They came to the conclusion that water could be deliberately injected into the formation to achieve the same results. The first waterflood was carried out in 1915. Forrest's system later evolved into a three-row checkerboard grid.

The Pennsylvania laws at the time prohibited water flooding; the plant processes were carried out in secrecy. By 1921, however, waterflooding was confirmed. And in 1924 the first five-flooding system was applied at the Bradford birthplace. In 1931 it was applied at the Bartlesville offshore birthplace, and then in 1936 at the Brown County birthplace in Texas.

The choice of the type of waterflood and the mutual arrangement of injection and production wells (well grid) is one of the most important tasks, the solution of which affects the efficiency of development of the entire field and its individual sections. Miscalculated choice of the well list results in lower production rates, low economic development indicators and rapid watering of the deposit. In addition, each new well significantly increases capital expenditures. Artificial reservoir pressure maintenance is achieved by flooding methods (Figure 2).

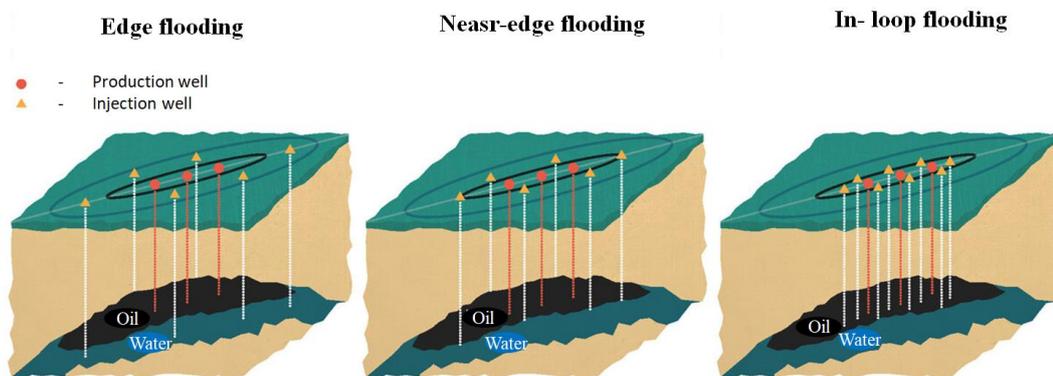


Figure 2 – Types of flooding

The waterflood method (Figure 3) is used in the development of relatively small deposits. It consists in injecting water into the reservoir through injection wells placed behind the outer oil-bearing contour at a distance of 100 m or more. Development wells are placed inside the oil-bearing area in parallel to the contour.

Flooding increases the water inflow to the reservoir and maintains the pressure and the oil reservoir at a high level.

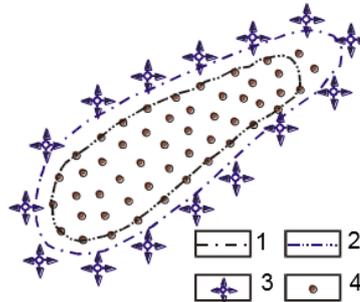


Figure 3 – Oil reservoir development system with flooding. Oil-bearing area contours: 1 – external, 2 – internal; Wells: 3 – injection, 4 – production

This flooding method is applied at the fields with low permeability of pay zones in a part filled with water. That is why injection wells are located either near or on the oil-bearing area contour (Figure 4).

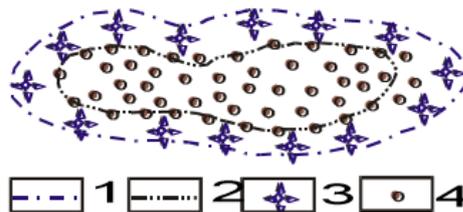


Figure 4 – Oil reservoir development system with contour waterflood. Oil-bearing area contours: 1 – external, 2 – internal; Wells: 3 – injection, 4 – production

This method is used to intensify the development of an oil reservoir that occupies a significant area. There is a whole range of intracircuit flooding varieties: cutting by series of injection wells, area flooding, selective flooding, focal flooding, barrier flooding.

There are several subspecies of injection well series flooding, namely area, block and central flooding.

Area flooding is also a variation of contour waterflooding, in which, in the conditions of the general uniform grid of wells, the injecting and producing wells

alternate in a strict sequence, established by the design document for the development. Development systems with area flooding have a higher activity than the systems described earlier. This is due to the fact that in an area-flooding system, each production well is in direct contact with the injection wells from the very beginning of development, whereas, for example, in an in-loop waterflood, only the outer (first) production rows are under the direct influence of the injection wells at the beginning of development. Besides, in case of area flooding, usually there are less production wells per one injection well than in the previously considered systems.

There are several variations in the form of grids and mutual placement of injection and production wells in which development systems are characterized by different activities, i.e., by different values of the ratio of the number of production and injection wells. The well grid shapes used in area waterflooding are shown in Figure 5.

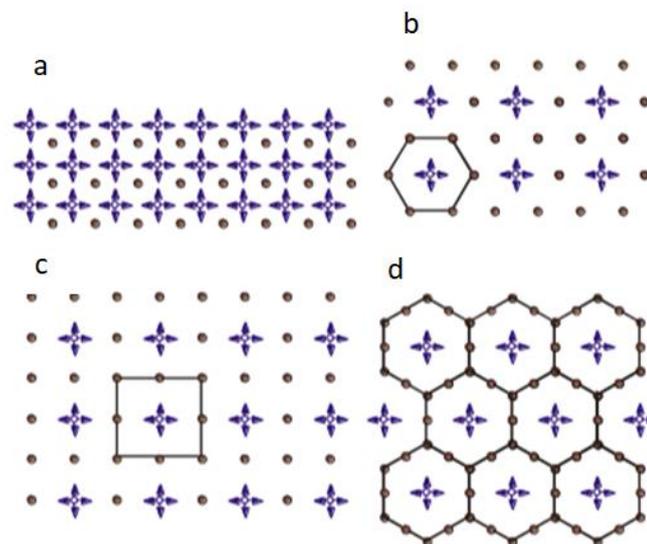


Figure 5 – Waterflood development systems. Well grid shapes: a – five point reversed, b – seven point reversed, c – nine point reversed, d – cellular

Selective waterflooding is a type of contour waterflooding, which envisions selection of injection well locations after drilling the producing object according to

a uniform grid, taking into account its geological structure variability. Selective flooding is applied in case of sharp zonal heterogeneity of formations, which is manifested by non-uniform occurrence of reservoirs, presence of two or three types of reservoirs of different productivity, distributed unevenly over the area, as well as in case of object disturbance by a series of disjunctive disturbances.

Flooding is used in addition to other types of waterflooding (flooding, contour waterflooding, area flooding, block flooding, etc.), if they do not ensure the effect of water injection over the entire area of the object. Waterflood pockets (water injection into individual wells or small groups of wells) are usually created in areas that do not experience or insufficiently experience waterflooding after the development of the planned type of waterflood.

Thus, in many cases, based on the geological and production characteristics of a development project, two or sometimes three types of flooding may be recommended for it.

### CHOOSING A WATER SOURCE

The sources of injected water can be different. Today the following waters are used at the fields: open water bodies (rivers, lakes, reservoirs, seas); groundwater (under channel and artesian); deep water (lower and upper deep aquifers); and waste water. Their choice is determined by the stage of field development (Figure 6) [1].

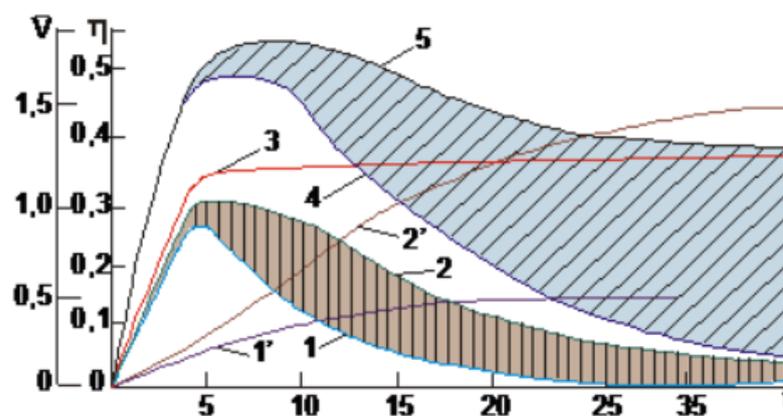


Figure 6 – Dynamics of relative fluid withdrawal, water injection, water demand  $v$  and oil recovery  $\eta$  in time (by M.L. Surguchev) 1, 1' – oil production and oil recovery under dissolved gas regime; 2, 2', 3 – oil production, oil recovery and fluid withdrawal under flooding; 4 – water demand under full waste water return; 5 – water injection flow rate

In the initial stages of development, characterized by a low water cut rate of up to 5–7% per year, the source of flooding is water wells, as well as water from open ponds.

Groundwater is characterized by a considerable variety of chemical composition (mineralization 100-200 mg/l) and a small content of suspended solids.

Waters of open reservoirs are significantly inferior in quality, contain a large amount of mechanical impurities (clay or sand), especially during heavy rains and floods, snowmelt, can cause swelling of clays. In addition, the use of river and lake water leads to the depletion of freshwater resources, and in terms of the impact on the formation – to hydrogen sulfide contamination and the formation of insoluble sediments due to the introduction of oxygen (dissolved oxygen content should not 0,5 mg/l), sulfate-reducing bacteria and large amounts of solid suspended.

Despite these disadvantages, the specifics of the early stages of field development is that the production water is virtually absent or insufficient for flooding. Therefore, injection of natural waters from surface sources with their unique chemical composition for water flooding purposes is a necessary, albeit forced, measure.

Water from deep aquifer is more mineralized and often does not require additional treatment. Using saline water as an oil-washing agent, the oil displacement factor becomes 5-10% higher than when injection fresh water [2].

When selecting groundwater sources for the reservoir pressure maintenance system (RPM system), first of all, attention is paid to aquifer water availability and its physical and chemical properties. Used formation water must not cause formation of insoluble compounds during contact with formation water, that is water must be compatible with formation water and not contain large amounts of suspended particles, which can lead to clogging of pore space and reduction of injectivity factor of injection wells from the beginning of water injection.

As the final stage, which is characterized by a slow rate of decline of current oil withdrawals (about 1% per year of the initial recoverable reserves – NSD), high water cut (over 80%) and its growth over time, the source of water supply will be produced water, which has been conditioned.

The main reason for the increasing use of oilfield wastewater in reservoir pressure maintenance systems is that almost all fields under development are at a late stage of development; more production wells are being watered out and large volumes of produced water are extracted, must be disposed of. In this regard, water supply systems must be modified and adapted to the specific conditions of field development.

Associated waters, in turn, are mineralized and have good oil displacing properties, but contain large amount of emulsified oil, mechanical impurities, as well as carbon dioxide and hydrogen sulfide.

## **INFLUENCE OF INJECTED WATER SALINITY ON OIL RECOVERY EFFICIENCY**

Now let's analyze two points of view on the problem of selecting and preparing a water-flooding agent with different degrees of mineralization.

As follows from the data in Table 1, for almost all of the applied ICEs, water salinity is a limiting factor that sharply reduces their effectiveness [3].

Table 1 – Potential opportunities and factors influencing change in the efficiency of enhanced oil recovery methods in reservoir saturated with highly mineralized water

MUN	Increased oil recovery, %	The critical factor of the application of the working agent of the displacing fluid
Water soluble surfactants	2,5 - 3,0	Surfactants are distinguished by high sensitivity to water quality - the content of oxygen, microorganisms and mechanical impurities, which are able to reduce the effect of its application to zero. As salinity of formation water increases, the effect of surfactant decreases due to an increase in interfacial tension between oil and surfactant solution. To obtain the effect, a mixture of different the surfactants is selected individually for each object, which increases the efficiency, but considerably increases the cost of enhanced oil recovery methods.
Polymer flooding, SPS, VUS, temposcreen	4,0-5,0	Biological and mechanical degradation of the PAA reduces the molecular weight of the polymer and, as a result, its thickening capacity. In mineralized water, the viscosity of hydrolyzed polyacrylamide solution decreases by 5-10 times, which sharply reduces the value of the residual drag factor. In a formation with permeability greater than 1.5 $\mu\text{m}^2$ , there is almost no residual resistivity factor. The methods are ineffective at reservoir temperatures above 70°C.
Alkaline flooding	2,0-8,0	Strict criteria for the applicability of the method in terms of oil activity. Mineralization of formation and injected water, as well as high clay content in the rock, exclude the possibility of using the method, as under these conditions there is no formation of the oil-displacing agent – surfactant during the interaction of alkali with oil.
IHN-CA, Galka	4,0-7,0	The method is implemented in the system formed in formation conditions at pH=9.5-10.5. Mineralization of water disturbs the phase equilibrium of the system and sharply reduces the effectiveness of the method.
PDS, GVA, KDS	5,0-13,0	The methods are effective in fresh slightly mineralized waters. Mineralization of water reduces the efficiency of the method, which is associated with a significant decrease in the viscosity of polymers in mineralized formation waters and a decrease in the strength of polymer-mineral and fiber-mineral complexes formed in mineralized media.

A great contribution to the study of influence of mineralization of injected water was made by the Russian scientist A.Y. Khavkin. He established that oil displacement from oil reservoir to production wells is not a mechanical process of oil replacement by displacing water, but a complex physical and chemical process, in which ion exchange phenomena between formation and injected fluids with rocks play a decisive role. According to A.Y. Khavkin, macro parameters of oil

displacement are determined by the value of capillary hysteresis in the "oil-water-rock" system. The value of capillary hysteresis depends on the wetting properties of the rock surface, which are determined by charge interactions that determine the distribution of phases in the pore space at different component and ionic compositions of the phases, the features of water, oil and gas filtration, clay behavior [4].

Shell promotes the concept of Low Salinity Water Flooding (LSWF), as does British Petroleum, which has registered a technology for enhanced oil recovery using Low Salinity Water Flooding (LoSal) P. Bedrikovetsky and V.P. Tronov also voice the opinion on the preference of using low salinity water for purpose of reservoir pressure maintenance (PRM) in view of the possibility of combining it with polymer flooding and thermal stimulation technologies [5].

## **COMPATIBILITY OF PRODUCTION WATER AND INJECTION WATER**

At the same time, the injected water of any, without exception, origin, coming into contact with formation water interacts with it, which can lead to precipitation. The components of two or several solutions do not react with each other only if the chemical composition of the waters is identical and they are in equilibrium state. However, it is very difficult to achieve full identity using highly mineralized formation or waste water for PPM, especially taking into account the differences and variability of their chemical composition in different section of the technological chain. Therefore, it is possible to use chemical inhibitors in composition with polymers, bactericides and other active substances. Pumping of highly mineralized produced waters should also be carried out in the presence of clay minerals, as their swelling intensively develops at contact with fresh waters and significantly reduced when using associated waters with of high mineralization [4].

Along with mineral salts, the injected water, as a rule, contains corrosion products, rock particles, oil, which, when injected, can clog perforations, pore channels and reduce reservoir permeability. Therefore, strict requirements are imposed on the treatment of waters used in the reservoir pressure maintenance system. According to OST 39-225-88 "Water for flooding oil reservoirs. Quality requirements", the permissible content of mechanical impurities and oil in water, depending on the type of pore space of the reservoir, can be from 3 to 50 mg/l [5].

### **COCLUSION**

Thus, the issue of using formation slightly saline and associated highly mineralized water for PRM purposes is still relevant and open.

However, the choice of mineralization, source and water conditioning method for water flooding should always be justified by laboratory experiments, hydrodynamic modeling and economic calculation of displacing agent application during water flooding.

## REFERENCES

1. Suleymanov A., Abbasov A., Guseynova D., Babayev J. Oil reservoir waterflooding efficiency evaluation method// Article in Petroleum Science and Technology. – № 34(16) –2016. – P. 1447-1451.
2. Rezapour A., Ortega A., Ershaghi I. Reservoir Waterflooding System Identification and Model Validation with Injection/Production Rate Fluctuations// SPE 174052-MS. – 2015. DOI:10.2118/174052-MS.
3. Oil recovery by low-salinity polymer flooding in carbonate oil reservoirs / Y. Lee [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – T. 181. – P. 106–211.
4. Abdeli D.Z., Seiden A.B. High performance water treatment technology for the reservoir pressure maintenance at oil fields // Journal of Mechanical Engineering Research and Developments. – 2018. – T. 41. – № 4. – P. 66–81.
5. Mahmoud M., Elkatatny S., Abdelgawad K.Z. Using high-and low-salinity seawater injection to maintain the oil reservoir pressure without damage // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – T. 7. – № 2. – P. 589–596.