

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Предотвращение образования отложений солей в системе подготовки воды на месторождении S (Томская область)

УДК 622.276:628.16(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кудешов Артем Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ВРИО ректора ТПУ	Яковлев Андрей Александрович	д.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

		И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Зятиков П.Н.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

_____ магистерской диссертации _____

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кудешову Артему Александровичу

Тема работы:

Предотвращение образования отложений солей в системе подготовки воды на месторождении S (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	07.04.2021 №97-3/с

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Информация по отложениям неорганических солей и методам борьбы с ними, включая тексты и графические материалы; технологический регламент установки подготовки нефти; физико-химические свойства и состав нефти; методика моделирования в программе Unisim Design; фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологическая характеристика месторождения 2. Образование и прогнозирование солеотложений 3. Методы борьбы с солеотложениями 4. Постановка задачи работы 5. Технология подготовки нефти 6. Предотвращение выпадения солей в технологическом трубопроводе

	7. Динамический контроль образования солеотложений 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 9. Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Актуальность 2. Цель, задачи работы 3. Характеристики месторождения 4. Характеристика сырья 5. Технология подготовки нефти и воды 6. Причины образования отложений неорганических солей 7. Характеристика подтоварной воды 8. Результаты исследования 9. Модернизированная схема подготовки нефти 10. Динамический контроль образования солеотложений 11. Заключение

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Технология подготовки нефти на УПН месторождения S	Шишмина Л.В., к.х.н., доцент ОНД ИШПР
Расчет и подбор теплообменника	Шишмина Л.В., к.х.н., доцент ОНД ИШПР
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк В.Б., к.э.н., доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н., профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Уткина А.Н., к.филос.н, доцент ОИЯ ШБИП

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

Раздел на английском языке: Приложение А. Methods to prevent salt deposition

Раздел на русском языке: реферат, введение, заключение, главы 1-9

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ВРИО ректора ТПУ	Яковлев Андрей Александрович	д.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кудешов Артем Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кудешову Артему Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов по моделированию технологии снижения потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах соответствует данным с Северо-«Х» НГКМ
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами. Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составления итогового графика длительности работ
3. Составление бюджета инженерного решения (ИР)	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчет интегральных финансовых показателей разработки, показателей ресурсоэффективности и эффективности

Перечень графического материала

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кудешов Артем Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Кудешову Артему Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Предотвращение образования отложений солей в системе подготовки воды на месторождении S (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Рабочая зона – нефтегазоконденсатное месторождение «S», в частности установка подготовки нефти и воды
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i> 1.1 <i>специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i> 1.2 <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>	Рассмотреть характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организацию рабочей зоны.
2. <i>Производственная безопасность</i> 2.1. <i>Анализ выявленных вредных факторов на нефтегазоконденсатном месторождении «S», а именно на установке подготовки газа (Томская область)</i> 2.2. <i>Анализ выявленных опасных факторов на нефтегазоконденсатном месторождении «S», а именно на установке подготовки газа (Томская область)</i> 2.3. <i>Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.</i>	Проанализировать вредные производственные факторы и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) Рассмотреть утечки токсичных, вредных веществ в атмосферу. Рассмотреть отклонения показателей климата на открытом воздухе. Рассмотреть повышенную запыленность и загазованность рабочей зоны; Рассмотреть повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися) Произвести анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности) Рассмотреть статическое электричество Рассмотреть опасность поражения электрическим током.
3. <i>Экологическая безопасность:</i>	Оценить воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.
4. <i>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	Произвести оценку и прогнозирование чрезвычайных ситуаций. Описание возможных источников пожара. Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения взрыва или пожара.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кудешов Артем Александрович		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 126 стр., 12 рис., 42 табл., 54 источника литературы.

Ключевые слова: СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, НЕФТЬ, ПОДГОТОВКА, ВОДА, НАСОС, КАРБОНАТ КАЛЬЦИЯ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА.

Объектом данного исследования является технология подготовки нефти и промышленного транспорта подтоварной воды для закачки её в систему ППД на месторождении S.

Цель работы – поиск способа предотвращения выпадения солей из подтоварной воды при ее перекачке в систему ППД.

В процессе исследования проведен аналитический обзор существующих взглядов на механизм кристаллизации солей из водных растворов, методов предотвращения и удаления отложений неорганических солей. Собраны промышленные данные по характеристике пластовых флюидов. Создана моделирующая схема установки подготовки нефти, воды, включая промышленный трубопровод в среде программы UniSim Design, проведено расчетное исследование влияния температуры на количество выпадающих солей.

Установлено, что понижение температуры воды с 55 °С до 32 °С позволит снизить образование осадка карбоната кальция в 42 раза, на 1,5 тонны в год.

Для реализации технологической стадии понижения температуры подтоварной воды произведен расчет и подбор теплообменника.

Рекомендуется установка кожухотрубчатого теплообменника 600ТНГ-4,0-М22/25х2Г-6-4-У производства компании ООО «Технопарк».

Рассмотрены вопросы экологической безопасности и охраны труда. В экономической части оценена рентабельность научно-исследовательской работы.

Область применения: нефтегазоконденсатное месторождение S (Томская область).

Определения, обозначения, сокращения

КСУ – концевая сепарационная установка

ВНК – водо-нефтяной контакт

ППД – поддержание пластового давления

БКНС – блочная кустовая насосная станция

УПН – установка подготовки нефти

ПП – путевой подогреватель

ОВМРП – межремонтный период

КС – концевой сепаратор

ФВД – факел высокого давления

ФНД – факел низкого давления

УПВ – установка подготовки воды

ОВ – отстойник воды

ГКС – газокompрессорная станция

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ЦДПНГиК – цех добычи подготовки нефти, газа и конденсата

Оглавление

Введение.....	16
1. Геологическая характеристика месторождения	18
1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика вскрытых отложений	20
1.2 Тектоническое строение месторождения	22
1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	23
1.4 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды.....	25
1.5 Запасы нефти	29
2. Образование и прогнозирование солеотложений.....	31
2.1 Факторы, влияющие на образование солей	31
2.1.1 Причины образования отложений неорганических солей.....	31
2.1.2 Параметры, влияющие на образование отложений карбоната кальция..	33
2.2 Механизм образования кристаллов солей	40
2.2.1 Кристаллы. Их структура и основные свойства	40
2.2.2 Движущая сила кристаллизации	43
2.3 Прогнозирование образования солеотложений	46
2.3.1 Общий принцип прогнозирования	46
2.3.2 Методы прогнозирования	48
3 Методы борьбы с солеотложениями	53
4 Постановка задачи исследования	61
5 Технология подготовки нефти на УПН месторождения S	63
6 Предотвращение выпадения солей в технологическом трубопроводе	67
6.1 Анализ подтоварной воды.....	67
6.2 Расчет и подбор теплообменника.....	73
7 Динамический контроль выпадения солеотложений	77
8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	78
8.1 SWOT-анализ.....	78
8.2 Планирование научно-исследовательских работ	80
8.3 Разработка графика проведения исследовательской работы.....	81
8.4 Бюджет научно-технического исследования.....	83
8.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	89

9 Социальная ответственность	93
9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
9.2 Производственная безопасность	94
9.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	95
9.2.2 Анализ показателей климата на открытом воздухе	96
9.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	97
9.2.4 Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением	98
9.2.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	100
9.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	100
9.3.1 Статическое электричество.....	101
9.3.2 Опасность поражения электрическим током.....	101
9.4 Экологическая безопасность.....	102
9.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
Заключение	107
Список публикаций студента.....	109
Список использованных источников	110
Приложение А	116

Введение

Начиная с середины 1940-х гг. и по настоящее время добычу нефти на большинстве месторождений ведут с применением заводнения, что сопровождается извлечением на поверхность больших объемов воды (пластовой и закачиваемой в продуктивный пласт для поддержания пластового давления). Извлекаемая вместе с нефтью вода содержит растворенные неорганические соли, которые могут самопроизвольно выделяться из раствора в виде минеральных отложений при нарушении химического равновесия.

Образование минеральных отложений (осадков солей, солеотложений) может происходить в любом месте нефтепромысловых систем, где в результате изменения химического состава воды, давления или температуры нарушается химическое равновесие. Поэтому осадки солей обнаруживают в призабойной зоне пласта (ПЗП), в глубинных насосах, в насосно-компрессорных трубах (НКТ) на различной глубине по стволу скважины, в трубопроводах систем сбора нефти (ССН), в аппаратах установок подготовки нефти (УПН), в трубопроводах, транспортирующих нефть от дожимных насосных станций (ДНС) и центральных пунктов сбора (ЦПС) до товарных парков, в оборудовании, трубопроводах и скважинах систем поддержания пластового давления (ППД).

Таким образом, образование солеотложений приводит к забиванию приемной сетки на забое скважины, вследствие чего уменьшается дебит, к выходу из строя как подземного оборудования, так и наземного, в частности, насосного, к снижению МРП. Отложение солей в трубопроводах приводит к уменьшению проходного диаметра, к увеличению потерь на трение, а значит насосному оборудованию придется работать с увеличенной нагрузкой.

Масштаб проблемы: образование солеотложений в нефтепромысловом оборудовании характерно практически для всех месторождений как в России, так и за рубежом [4, 2].

Цель работы: поиск способа предотвращения выпадения солей из подтоварной воды при ее перекачке в систему поддержания пластового давления.

Работа направлена на изучение образования отложений неорганических солей с дальнейшим рассмотрением принципов расчета выпадения солей.

1. Геологическая характеристика месторождения

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

2. Образование и прогнозирование солеотложений

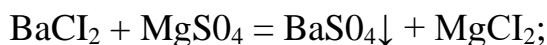
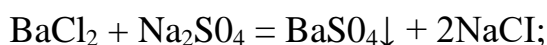
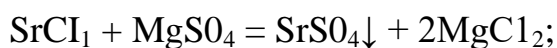
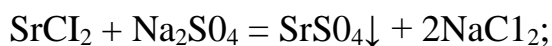
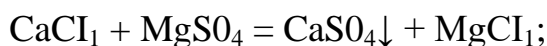
2.1 Факторы, влияющие на образование солей

2.1.1 Причины образования отложений неорганических солей

Процесс образования отложений неорганических солей связан с возникновением состояния перенасыщения водной системы слаборастворимыми солями, которые содержатся в значительных количествах в пластовых и попутно-добываемых водах. Состояние перенасыщения водной системы возникает по ряду причин, которые связаны не только с природными условиями:

- химический состав пластовых и нагнетаемых вод;
- состав пород, слагающих продуктивный пласт;
- динамика обводнённости добываемой продукции;
- изменение условий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений;

Типичные схемы химических реакций, которые происходят при смешении несовместимых вод и могут приводить к образованию твердых осадков в виде отложений солей:



Нерастворимые осадки сульфатов кальция, стронция, бария, карбонаты кальция и магния преобладают в большинстве случаев, однако существуют и другие.

Образование кристаллических осадков солей может также происходить и в результате снижения равновесной концентрации в растворе при изменении

термобарических условий, минерализации раствора или удаления из раствора двуокиси углерода.

Состав отложений по районам весьма разнообразен и представлен: сульфатами бария, кальция, карбонатами кальция, магния, хлористым натрием и другими солями. Тип отложений характеризуется тем, какой из видов неорганических соединений преобладает. Стоит отметить, что во многих случаях отложения представлены более сложным составом различных соединений с включением нерастворимых примесей – глинистых частиц, кварца и т.д., а также органических соединений высокомолекулярных и полярных компонентов нефти. В ряде случаев на одних и тех же объектах наблюдается изменение интенсивности формирования отложений во времени и смена состава отложений, обусловленные изменением состава попутно-добываемой воды и динамикой обводнённости в процессе разработки нефтяных месторождений.

Причиной, из-за которой выпадают в осадок различные соли, в том числе и карбонат кальция, является разбавление растворов пресной водой.

Для выявления конкретных причин солеотложения и прогнозов возможности образования нестабильных растворов, способных привести к выпадению твёрдых осадков, необходимо определить химический состав и растворимость различных солей в промысловых водах. К сожалению, точно не известен и может только прогнозироваться фактический состав воды, формирующейся в нефтяном пласте, так как данная вода смешивается с закачиваемой, а также взаимодействует с породами и нефтью.

Проблема с определением равновесной концентрации разных веществ в сложных промысловых водах может проявляться. Растворимость солей зависит от химического состава и рН раствора, температуры, давления, газового состава и многих других факторов.

2.1.2 Параметры, влияющие на образование отложений карбоната кальция

При разработке месторождений Западной Сибири возникает проблема, вызванная отложением карбонатных солей, которые в основном представлены в виде карбоната кальция и магния. С ростом обводнённости добываемой продукции, в результате образования отложений неорганических солей на подземном оборудовании скважин, многократно снижается межремонтный период эксплуатации, который в ряде случаев может достигать до 20 суток.

Как считает ряд исследователей [2–5], основной причиной образования отложений солей в скважинах и наземных коммуникациях служит смешение жестких и щелочных вод, которые добывают с разных горизонтов, в самой скважине и в промысловых коллекторах, при подаче по ним продукции скважин с разными по своему химическому составу пластовыми водами. То, с какой скоростью и в каком количестве будут выпадать соли, зависит от соотношения смешиваемых вод, химического состава, концентрации растворённой двуокиси углерода и др. Также существует предположение, что вмещающие породы оказывают влияние на течение гидрохимических процессов, но только в первые моменты соприкосновения породы с нагнетаемой в пласт водой.

В основе образования осадка карбонатных солей можно выделить две основные причины – внешняя и внутренняя. Внешней причиной служит – содержание большого количества растворённого углекислого газа и гумусовой кислоты в нагнетаемой поверхностной зоне, внутренней – содержание карбонатов в продуктивных пластах. Авторами, изучающими образование карбонатных солей, подчеркивается особая агрессивность поверхностных вод по отношению к карбонатным составляющим породам, слагающих продуктивный пласт [2].

Дополнительным источником солей в попутно-добываемой воде является смешение нагнетаемой воды с пластовой – законтурной и внутриконтурной

(связанной, погребенной или остаточной) водой, которая, находясь в длительном контакте с породой, растворила содержащиеся в ней карбонаты.

Также существует предположение, что при нагнетании в пласт вод, насыщенных двуокисью углерода, в результате контакта нефть-вода двуокись углерода переходит из нефти в нагнетаемые воды, причем в большей степени в пресные, имеющие низкую температуру.

Обогащенные двуокисью углерода воды способны растворять значительные количества карбонатного цемента и, вследствие химического адсорбционно-обменного взаимодействия с породой, формировать в пласте зоны гидрокарбонатно-натриевых вод, которые несовместимы с хлоркальциевыми.

В работе [2] приводятся сведения об упрощенной схеме процессов, приводящих к солеотложению. На первом этапе вытеснения нефти нагнетаемая вода создает вначале вал смеси реликтовой (остаточной) и пластовой вод повышенной минерализации, который тоже может способствовать солеотложению. Однако заметного отрицательного влияния на работу скважин он не оказывает в силу малой обводненности нефти и фонтанного режима работы добывающих скважин.

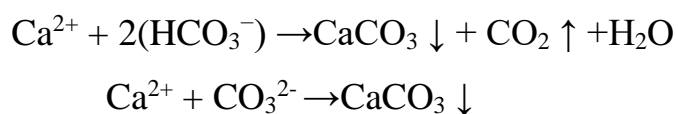
На втором этапе идет процесс «обеднения» пленочной нефти двуокисью углерода за счет перехода ее в нагнетаемую воду. При этом значительно повышается агрессивность нагнетаемых вод по отношению к карбонатному цементу пород продуктивных горизонтов. Нагнетаемая вода на этом этапе мало контактирует с породой пласта, покрытой пленкой нефти. Лишь после многократных промывок отдельных поровых каналов и смыва пленочной нефти происходит прямой контакт и насыщение воды ионами кальция до равновесных в условиях пласта значений. Такая вода при подъеме ее по стволу скважин способствует солеотложению при разгазировании, вследствие выделения двуокиси углерода в газовую фазу.

Там же [2] изложено предположение о переходе двуокиси углерода в нагнетаемую воду из пластовой нефти, но на втором этапе вытеснения, когда нефть покрывает тонкой пленкой породу пласта. И затем отмечается, что

нагнетаемая вода, насыщенная двуокисью углерода еще «мало, контактирует с породой». Прямой контакт происходит только после смыва пленки нефти. Но после смыва пленки нефти нагнетаемая вода уже не сможет насытиться двуокисью углерода и не будет в состоянии растворять карбонатные составляющие породы пласта.

Следовательно, агрессивный характер нагнетаемая вода должна приобретать на всех этапах ее движения по пути от нагнетательных к добывающим скважинам.

Как показал анализ геолого-промысловых данных эксплуатации обводненных скважин, в которых происходит отложение солей, образование осадков карбонатных солей объясняется неоднородностью коллекторских свойств продуктивных пластов и различной скоростью движения начальных фронтов вод по отдельным прослоям. По мере продвижения воды по отдельным прослоям с различной проницаемостью начальный фронт с высокой степенью насыщения растворенными солями движется с разной скоростью и поступает в добывающие скважины по отдельным прослоям неодновременно. В процессе смешения на забое скважины вод, поступающих из различных прослоев с разной минерализацией и степенью насыщенности $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, нарушается физико-химическое равновесие смеси и создаются условия для выпадения карбонатных солей [2].



Как показывает опыт эксплуатации солеобразующих скважин, именно в периоды колебаний минерализации попутно-добываемой воды и обводненности продукции скважин наблюдается наиболее интенсивные отложения солей в подземном нефтепромысловом оборудовании скважин. Также становится объяснимой причина отсутствия отложений карбонатных солей в начальный период обводнения скважин. В этот период обводнение происходит в результате прорыва нагнетаемой воды по одному из высокопроницаемых пропластков по своей характеристике равновесной в физико-химическом отношении и с

высокой минерализацией. Объясняются также причины отсутствия солей в скважинах, обводнившихся законтурной и подошвенной водами. В таких скважинах обводнение происходит по различным пропласткам водой с одинаковой степенью минерализации, не нарушающей физико-химического равновесия при смешении на забое.

В работе [2] приведено предположение, что в случае, если процесс насыщения нагнетаемых вод двуокисью углерода происходит непосредственно в пласте, т.е. при смешении пластовой нефти и нагнетаемых вод, первые порции воды будут обогащаться значительным количеством двуокиси углерода, чем последующие. Такое «вымывание» двуокиси углерода может привести к резкому уменьшению ее содержания в попутно-добываемых водах на более поздних этапах разработки месторождения и, как следствие к отложению карбонатных солей.

С увеличением обводненности до 85–90% и уменьшением общей минерализации попутно-добываемых вод до определенного предела на поздних стадиях добычи нефти, солеотложение в скважинах прекращается, а значит последующая добыча обводненной нефти не вызывает осложнений.

Уменьшение растворимости CaCO_3 в условиях движения попутно-добываемых вод при подъеме жидкости в скважине и далее по системе сбора происходит в результате воздействия ряда факторов:

- снижение давление;
- разгазирование нефти и попутно-добываемой воды и переход CO_2 в газовую фазу;

Снижение давления уменьшает растворимость CaCO_3 и способствует его выпадению в осадок. Уменьшение давления влияет на растворимость, во-первых, в результате выделения из воды растворенного газа и CO_2 в воде растворимость CaCO_3 уменьшается с падением давления. Влияние непосредственно давления на растворимость CaCO_3 незначительно и в большинстве случаев этим эффектом можно пренебречь.

Изменение общего давления в солевой системе влияет на изменение парциального давления CO_2 :

$$P_{\text{CO}_2} = C_{\text{CO}_2} \cdot P_{\text{общ}}, \quad (1)$$

где P_{CO_2} – парциальное давление CO_2 ; C_{CO_2} – концентрация CO_2 в мольных долях; $P_{\text{общ}}$ – общее давление в системе.

Снижение парциального давления CO_2 при постоянной температуре уменьшает растворимость CaCO_3 в воде.

При потенциальном смешивании вод, следует оценить вероятность образования CaCO_3 , потому что вода, с отрицательным индексом Ланжелье и с ионами Ca^{2+} и HCO_3^- , смешанная с водой, которая без этих ионов, может получиться с положительным индексом Ланжелье, вследствие чего может выпасть нерастворимый осадок соли, если вторая вода высокоминерализованная. Согласно данным рисунка 2.1, при температуре 10°C исходная вода имеет отрицательный индекс Ланжелье, а разбавленная – положительный.

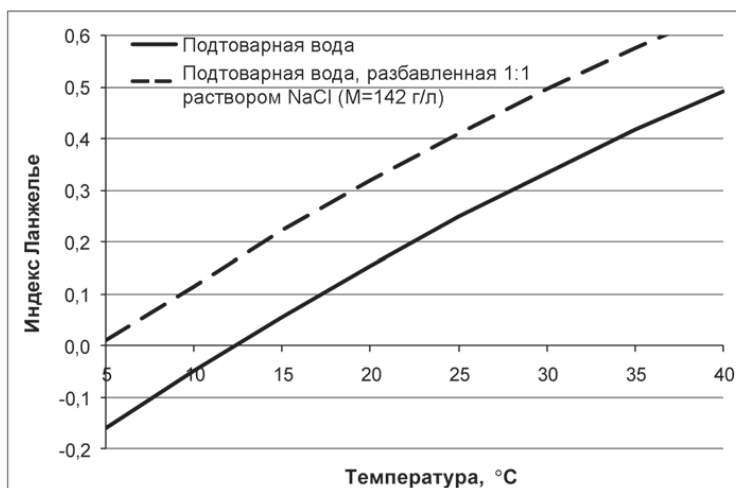


Рисунок 2.1 – Изменение индекса Ланжелье при разбавлении (1:1) подтоварной воды [3]

В противоположность общей закономерности растворимости большинства солей, карбонат кальция при повышении температуры становится менее растворим. Поэтому при повышении температуры жидкости в УЭЦН или в

интервале расположения погружного электродвигателя происходит интенсивное отложение карбоната кальция [3].

Изменение термобарических условий по стволу скважины при подъеме жидкости на поверхность приводит к ее разгазированию, что вызывает частичное испарение воды в газовую фазу. Тем самым повышается концентрация растворенных солей в воде и при определенных значениях насыщенности могут создаваться условия для образования солеотложений на поверхности оборудования. Наиболее заметное влияние на отложение солей испарение воды будет оказывать при малой обводненности продукции скважин, высоком газовом факторе пластовой воды, а также при газлифтном способе добычи нефти.

Таким образом, существуют различные мнения на природу формирования химического состава попутно-добываемых вод и насыщения их солеобразующими ионами (Ca^{2+} , HCO_3^-). Как показал анализ рассмотренных материалов [2, 3, 4], к факторам, которые способствуют насыщению попутно-добываемых вод солеобразующими ионами, зачастую, относят:

- агрессивность нагнетаемых вод;
- термобарические условия;
- значение водородного показателя;
- переход двуокиси углерода из пластовой нефти в нагнетаемую воду;
- выщелачивание или растворение карбонатных составляющих продуктивных пластов;
- смешение нагнетаемых вод с погребенными (остаточными);
- смешение несовместимых вод из различных горизонтов и пропластков на забое добывающих скважин.

Все эти процессы влияют на формирование химического состава воды, вытесняющей нефть из продуктивных пластов, либо на состав воды, поступающей на забой скважин в зоне перфорации.

Но ключевой причиной, по которой происходит кристаллизация карбонатных солей из попутно-добываемых вод, является нарушение

карбонатного равновесия, из-за которого снижается растворимость карбоната кальция в воде.

2.2 Механизм образования кристаллов солей

2.2.1 Кристаллы. Их структура и основные свойства

Кристаллы – это твердые тела, атомы или молекулы которых занимают определенные, упорядоченные положения в пространстве. Кристаллические твердые тела обладают анизотропией – зависимостью физических свойств от направления внутри кристалла. К числу таких свойств относятся механическая прочность, коэффициент теплового расширения, электро- и теплопроводность, показатель преломления света и пр. [5].

В зависимости от природы частиц, находящихся в узлах кристаллической решетки, различают четыре типа твердых кристаллов: ионные, атомные (валентные), молекулярные и металлические.

Кристаллы солей, образующихся в промышленных системах нефтегазодобывающих предприятий, относятся к ионному типу. В узлах кристаллической решетки ионных кристаллов размещаются правильно чередующиеся положительные и отрицательные ионы, между которыми действуют главным образом силы электростатического взаимодействия, осуществляющие ионную связь [6].

Характерной особенностью кристаллов является строго определенное, периодически повторяющееся в трех измерениях расположение ионов, атомов или молекул, образующих кристаллическую решетку. Этим расположением определяется внешняя форма кристаллов, специфичная для каждого вещества [6].

Кристаллические тела делятся на монокристаллы и поликристаллы. Монокристаллы часто обладают геометрически правильной внешней формой и периодически повторяющейся внутренней структурой во всем объеме. Поликристалл представляет собой совокупность сросшихся друг с другом хаотически ориентированных более мелких кристаллов. Каждый маленький кристалл анизотропен, но поликристаллическое тело, как правило, изотропно [5].

Отложения минеральных солей в условиях нефтепромысловых систем являются поликристаллическими телами.

Вещества, имеющие подобные кристаллические решетки, при кристаллизации из растворов могут выделяться совместно, образуя объединенные или смешанные кристаллы переменного состава. Такие вещества называются изоморфными, а само явление – изоморфизмом [6]. Изоморфизм является важным явлением для понимания механизмов образования минеральных солей и прогнозирования их образования в нефтепромысловых системах.

Характерной особенностью минералов группы кальцита является склонность к образованию изоморфных смесей и двойных солей. В кальцитовом ряду согласно соотношениям размеров ионных радиусов катионов Mg^{2+} , Zn^{2+} и Fe^{2+} замещают друг друга. Точно так же карбонаты Fe^{2+} и Mn^{2+} образуют непрерывный ряд изоморфных смесей. Что касается ионов кальция, то этот элемент в силу существенного отличия его ионного радиуса от предыдущих катионов (за исключением Mn^{2+}) может образовывать лишь двойные соли с ними. Ионы кальция и магния (или другие малые катионы) в кристаллических решетках располагаются попеременно вдоль тройной оси [7]. В реальных нефтепромысловых системах это приводит к совместному осаждению (соосаждению) карбонатов кальция и магния, а также магния и железа. При этом вода может и не быть пересыщена, например, по ионам магния. Таким образом, количество образовавшихся солей может быть значительно больше рассчитанного по индексам насыщения для различных карбонатов по отдельности.

В зависимости от термодинамических условий (температуры, давления и др.) одно и то же вещество может образовывать разные по симметрии и форме кристаллы. Эти формы, называемые полиморфными модификациями, принято обозначать α , β , γ и т.д., α обычно относится к модификации, стабильной при наиболее низкой температуре.

Явление полиморфизма объясняется возможностью деформации и изменения ионных (атомных) сфер по величине при изменении термодинамических параметров – в зависимости от степени деформированности ионные (или атомные) сферы могут по-разному группироваться, образуя различные кристаллические структуры [6].

Все кристаллические вещества обладают способностью в той или иной степени растворяться в различных жидкостях. В нефтегазодобывающей промышленности вода при пластовых температуре и давлении растворяет минералы горных пород, насыщаясь при этом ионами солей, которые при изменении термодинамических условий выделяются из раствора в виде твердых кристаллов. Растворение твердых тел сопровождается тепловым эффектом: чаще всего поглощением тепла, реже – его выделением. Процесс кристаллизации вещества из раствора, являющийся в некотором смысле обратным процессу растворения, также сопровождается тепловым эффектом, но обратным по знаку тепловому эффекту при растворении.

Растворимость различных солей отличается как по абсолютному значению, так и по характеру зависимости ее от температуры. В таблице. 2.1 приведены значения растворимости (в г на 100 г H₂O) некоторых солей при 20 °С [6, 12, 13].

Таблица 2.1 – Растворимость некоторых солей в воде при 20 °С

Соль	Растворимость, г/100 г воды	Соль	Растворимость, г/100 г воды
AgNO ₃	222,0	KClO ₃	7,4
(NH ₄) ₂ SO ₄	75,4	CaCO ₃	6,5 × 10 ⁻³
NaCl	36,0	BaSO ₄	2,85 × 10 ⁻⁴

Влияние температуры на растворимость различных солей сильно различается. С повышением температуры растворимость одних солей увеличивается (BaSO₄) или проходит через максимум (CaSO₄) – рисунок 2.2, других – уменьшается (CaCO₃, BaCO₃, SrCO₃).

При добыче нефти и газа в отсутствии нагревания продукции скважин происходит постепенное снижение ее температуры, соответственно увеличивается вероятность образования $BaSO_4$.

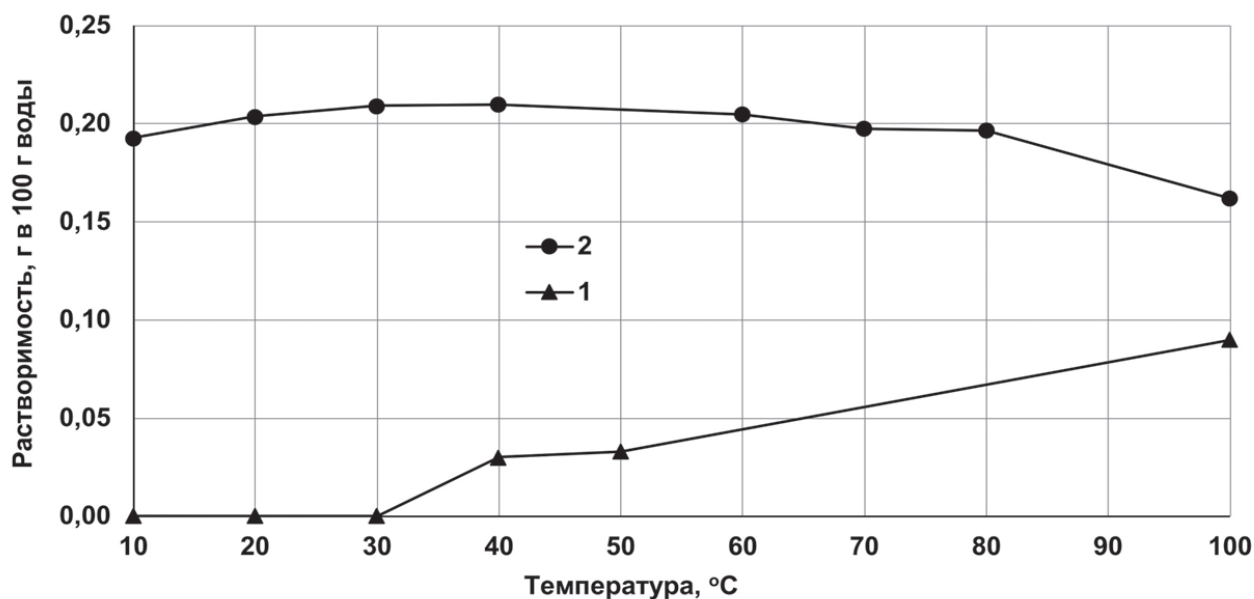


Рисунок 2.2 – Зависимость растворимости $BaSO_4$ (1) и $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ (2) в дистиллированной воде от температуры [11]

2.2.2 Движущая сила кристаллизации

Изменение энергии системы в процессе кристаллизации может быть описано изменением изобарно-изотермического потенциала $\Delta G(P, T)$, изохорно-изотермического потенциала $\Delta F(V, T)$ или с помощью химических потенциалов вещества в двух состояниях. Кристаллизация как процесс **фазового превращения** возможна лишь при наличии движущей силы, обеспечивающей неравновесность процесса.

Для изобарного процесса

$$\Delta G = \Delta F + P \cdot \Delta V \quad (2)$$

Для изотермического процесса

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S \quad (3)$$

Условие протекания самопроизвольного изобарно-изотермического процесса $\Delta G < 0$; изохорного процесса $\Delta F < 0$ [14].

Термодинамическое равновесие фаз описывается также при помощи химических потенциалов в двух состояниях. Химический потенциал данной фазы равен работе, которую нужно совершить, чтобы изменить число частиц (атомов или молекул) в этой фазе на 1. Поэтому μ_j , ($j = k$ (кристалл), s (среда), p (пар), $ж$ (жидкость)) называют также химическим потенциалом частицы в соответствующей фазе. Величину μ_j можно записать в виде суммы

$$\mu_j = U_j - T \cdot S_j + P \cdot V_j \quad (4)$$

где U_j – внутренняя энергия, или потенциальная энергия взаимодействия; S_j – энтропия; V_j – удельный объем фазы в расчете на одну частицу.

Химический потенциал характеризует способность компонента выделяться из одной фазы при данных условиях. Если потенциал вещества в кристаллическом состоянии μ_k , а потенциал того же вещества в окружающей среде (в паре, растворе, расплаве) μ_c , то при фазовом равновесии (вблизи плоской поверхности раздела)

$$\mu_k = \mu_c \quad (5)$$

Разность $\Delta\mu = \mu_c - \mu_k$ может служить мерой этого отклонения.

Условие кристаллизации:

$$\Delta\mu > 0 \quad (6)$$

Для кристаллизации из газовой фазы пользуются выражением

$$\Delta\mu = RT \cdot \ln(P / P_e) \quad (7)$$

где R – универсальная газовая постоянная; T – температура, К; P – давление пересыщенного пара; P_e – давление насыщенного пара.

При кристаллизации из раствора:

$$\Delta\mu = RT \cdot \ln(C / C_e) \quad (8)$$

где C – концентрация пересыщенного раствора, C_e – концентрация насыщенного раствора.

Величины ΔG , ΔF , $\Delta\mu$ (и все их вариации), характеризующие меру отклонения системы от равновесия, называют движущей силой кристаллизации. На практике из-за трудностей учета взаимодействия частиц друг с другом

(системы идеальные) за движущую силу кристаллизации принимают неэнергетические величины: пересыщение, переохлаждение.

Состояние пересыщения описывают абсолютным и относительным пересыщением:

$$\alpha = P - P_e, \quad (9)$$

$$\alpha = C - C_e \quad (10)$$

где α – абсолютное пересыщение; P, P_e – давления в пересыщенном и насыщенном состоянии соответственно; C и C_e – концентрации вещества в пересыщенном и насыщенном растворе соответственно;

$$\phi = (P - P_e)/P_e \quad (11)$$

или $\phi = (C - C_e) / C_e$, – относительное пересыщение; $\gamma = P / P_e$, или C / C_e , – коэффициент, или степень, пересыщения.

Для расплавов значения C и C_e заменяются T и T_e . Для расплавов $\Delta T = T_e - T$ – переохлаждение, где T_e – равновесная температура плавления выращиваемого кристалла; T – температура переохлажденного расплава, К [14].

Если поддерживать движущую силу постоянной, то при постоянстве других условий скорость роста кристалла будет постоянна. Такой процесс называется стационарным. Скорость роста пропорциональна движущей силе. В самом общем виде зависимость между ними может быть выражена формулой

$$v=L \times A, \quad (12)$$

где L – коэффициент пропорциональности; A – движущая сила процесса кристаллизации.

Коэффициент L обратен некой «силе сопротивления» процессу, а наличие движущей силы само по себе еще не определяет того, будет ли идти процесс кристаллизации и с какой скоростью.

2.3 Прогнозирование образования солеотложений

2.3.1 Общий принцип прогнозирования

Для прогнозирования выпадения в осадок малорастворимой соли пользуются величиной пересыщения раствора этой солью. Величина пересыщения раствора (Π) малорастворимой солью Kt_mAn_n , диссоциирующей в растворе по реакции



равна

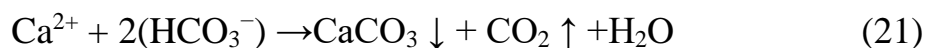
$$\Pi = \frac{[\alpha_{Kt}]^m \times [\alpha_{An}]^n}{PP_{Kt_mAn_n}} \quad (19)$$

где α_{Kt} – активность катиона, α_{An} – активность аниона, $PP_{Kt_mAn_n}$ – произведение растворимости соли. Если $\Pi < 1$, то раствор не насыщен рассматриваемой солью, при $\Pi = 1$ имеем насыщенный, а при $\Pi > 1$ – пересыщенный раствор соли. В последнем случае возможно выделение осадка малорастворимой соли. На практике чаще используют не величину пересыщения раствора Π , а ее десятичный логарифм, который называется индексом насыщения раствора и обозначается SI :

$$SI = \lg \frac{[\alpha_{Kt}]^m \times [\alpha_{An}]^n}{PP_{Kt_mAn_n}} \quad (20)$$

При $SI \leq 0$ раствор не выделяет осадок малорастворимой соли, при $SI > 0$ осадкообразование возможно.

Прогнозирование образования карбоната кальция. Карбонат кальция, $CaCO_3$, образуется в результате реакций:



Известны три формы $CaCO_3$ – кальцит, арагонит и ватерит. Кальцит наиболее распространен в нефтепромысловых системах, и далее под $CaCO_3$ мы будем иметь в виду именно кальцит. В водных фазах нефтепромыслов, где концентрация карбонат иона близка к 0, образование $CaCO_3$ идет в основном по реакции (21). Одним из продуктов этой реакции является углекислота, поэтому

осаждение CaCO_3 зависит от P_{CO_2} : с увеличением парциального давления CO_2 реакция (21) смещается влево. Этот эффект в несколько раз повышает растворимость CaCO_3 в пресной и слабоминерализованной воде при изменении P_{CO_2} от 0 до 1 МПа. Повышение температуры и pH сдвигают реакцию (21) вправо, в сторону образования CaCO_3 . В 1936 г. Ланжелье [3] предложил эмпирическое уравнение для определения индекса насыщения воды карбонатом кальция:

$$SI_{\text{CaCO}_3} = \text{pH} - \text{pH}_s = \text{pH} - (\text{pK}_2 - \text{pK}_s + \text{p}[\text{Ca}^{2+}] + \text{p}[\text{Alk}]), \quad (23)$$

где pH – фактическое значение водородного показателя раствора, pH_s – значение водородного показателя данного раствора, находящегося в равновесии с твердым CaCO_3 при данных концентрациях Ca^{2+} , HCO_3^- и остальных веществ, pK_2' и pK_s' – эмпирические константы, $\text{p}[\text{Ca}^{2+}] = -\lg[\text{Ca}^{2+}]$, $[\text{Alk}]$ – общая щелочность, выраженная в моль/л CaCO_3 . При $SI_{\text{CaCO}_3} > 0$ CaCO_3 может выпасть в осадок, при $SI_{\text{CaCO}_3} \leq 0$ раствор не выделяет CaCO_3 . Значения эмпирических констант формулы (23) для ионной силы раствора 0–0,02 моль/л и температуры 0–90 °C приведены в [3], а также в большинстве изданий, где рассматривают карбонатное равновесие растворов. В дальнейшем были предложены другие индексы, позволяющие прогнозировать образование CaCO_3 в различных «специальных» системах: индекс Ризнера для пресной воды; индекс Стиффа–Дэйвиса, расширяющий индекс Ланжелье на нефтепромысловые системы; индекс Оддо–Томсона для воды под давлением газовой фазы. Тем не менее индекс Ланжелье – SI_{CaCO_3} – широко и успешно применяют и в настоящее время:

$$SI_{\text{CaCO}_3} = \text{pH} - \text{pH}_s \quad (24)$$

причем pH_s может быть найден по формуле [15]:

$$\text{pH}_s = \text{pK}_2 - \text{pPP}_{\text{CaCO}_3} + \text{p}a_{\text{Ca}^{2+}} + \text{p}a_{\text{HCO}_3^-} \quad (25)$$

где K_2 – константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени, $\text{PP}_{\text{CaCO}_3}$ – произведение растворимости CaCO_3 ; значения K_2 , $\text{PP}_{\text{CaCO}_3}$, а также активности ионов должны отвечать температуре раствора.

2.3.2 Методы прогнозирования

В предыдущей главе был рассмотрен общий принцип прогнозирования образования солеотложений. Рассмотрим конкретные методы прогнозирования образования карбонатных солей по Кащавцеву [4].

В отличие от сульфатных солей выпадение карбонатов, в частности наиболее распространенного карбоната кальция, определяется наличием диоксида углерода (CO_2), что значительно осложняет прогноз.

За показатель образования карбонатного осадка принимают индекс насыщения – IS и индекс стабильности – IS_t , которые определяются следующими выражениями:

$$IS = pH - pH_s, \quad (26)$$

$$IS_t = 2pH_s - pH \quad (27)$$

При $IS > 0$, вода способна к отложению карбоната кальция. Обычно при значениях $IS > 0,7$ осадок выпадает.

Индекс стабильности (IS_t) показывает полуколичественную оценку образования карбоната кальция. При $IS_t > 8,7$ – вода очень агрессивна и осадок CaCO_3 не образуется, $8,7 > IS_t > 6,9$ – вода средне агрессивная, $6,9 > IS_t > 6,4$ – стабильная, $6,4 > IS_t > 3,7$ – вода выделяет осадок CaCO_3 и если $3,7 > IS_t$ – вода в значительной степени пересыщена карбонатом кальция и образует осадок.

То есть индекс стабильности показывает, при одинаковых индексах насыщения для двух разных проб воды, в какой из данных проб в большей степени выделяется осадок.

Метод Х.А. Стиффа и Л.Е. Дэвиса.

Данный метод предлагает для определения величины равновесного насыщения воды следующую формулу:

$$pH_s = K + pCa + pЩ, \quad (30)$$

где K – константа, определяемая в функции ионной силы раствора (μ) и температуры, которая определяется графически; pCa и $pЩ$ – отрицательные

логарифмы концентраций ионов кальция и слабых кислот соответственно, которые тоже определяются графически.

Согласно источнику [4] данный метод в промышленной практике носит весьма приблизительный характер. Не учитывается давление, а также при длительном истечении времени после отбора проб воды, результаты замера pH снижаются.

Расчетный метод с использованием данных С.С. Заводнова.

При использовании данного метода, прогнозная оценка выпадения карбоната кальция осуществляется исходя из условия равновесного состояния его в растворе по выражению:

$$\frac{m_{\text{HCO}_3^-}^2 * m_{\text{Ca}^{2+}}}{m_{\text{CO}_3}} = \frac{L_{\text{CaCO}_3} * K_1}{K_{11} * \gamma_{\text{HCO}_3^-}^2 * \gamma_{\text{Ca}^{2+}}}, \quad (30)$$

где m – фактическая концентрация ионов в воде, число молей на 1000г воды; K_1 и K_{11} – константы диссоциации угольной кислоты первой и второй ступени; L_{CaCO_3} – произведение растворимости CaCO_3 при равновесном состоянии; γ – коэффициенты активности.

Как видно из данного выражения, давление не учитывается. Часть данных берется из табличных значений, представленных Заводновым.

Метод Г.П. Волобуева и Л.Е. Сокирко.

Прогнозные оценки по выпадению карбоната кальция в данном методе рассматривают по зависимости растворимости бикарбоната кальция – $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ от минерализации раствора и от концентрации растворенной в воде углекислоты. Имеется возможность оценивать примерное содержание необходимого растворения углекислоты и давление, чтобы раствор оставался в стабильном состоянии и осадок не выпадал.

Данный метод использует графические зависимости, необходимо располагать трудноопределяемыми показателями, действует в ограниченном диапазоне изменения минерализации, температуры и содержания растворенной в воде углекислоты. Это приводит к неточности.

Метод А.Ю. Намиота.

При использовании данного метода необходимо знание растворенного в воде диоксида углерода, определение которого связано с отбором глубинных проб воды, что зачастую не всегда возможно. Поэтому содержание диоксида углерода в воде предложено определять на основании констант фазового равновесия по его содержанию в нефти или газе газовой шапки. Также используются графические зависимости и табличные значения. Давление не учитывается.

Метод определения CO_2 в попутной воде на основе материального баланса (Н.С. Маринин).

В данном методе используют следующую формулу:

$$m_{\text{CO}_2}^B = 55,6 \frac{n_{\text{CO}_2}^0}{n_{\text{Г}} * K_{\text{Г-В}} + n_{\text{Н}} * (K_{\text{Г-В}} / K_{\text{Г-Н}}) + n_{\text{В}}}, \quad (31)$$

где $m_{\text{CO}_2}^B$ – содержание CO_2 в попутно добываемой с нефтью воде; $n_{\text{CO}_2}^0$ – число молей CO_2 в 1 кг пластовой воды исходной системы; $n_{\text{Г}}$, $n_{\text{Н}}$, $n_{\text{В}}$ – число молей газа, нефти и воды в 1 кг системы при соответствующих давлении и температуре в исследуемой точке; $K_{\text{Г-В}}$ и $K_{\text{Г-Н}}$ – константы фазового равновесия CO_2 в пластовых системах «газ-вода» и «газ-нефть»;

Метод Ф.Н. Маричева, В.К. Кима и А.А. Глазкова.

Данный метод позволяет оценить время начала образования солеотложений. Метод основывается на знании характеристик неоднородности продуктивного горизонта по проницаемости. Расчеты сложны, так как в прогнозных оценках используют экспериментальные значения констант, определяющих условия солеобразования, а именно произведения растворимости при равновесном состоянии, коэффициенты активности солеобразующих ионов, константы диссоциации угольной кислоты и другие. Также необходимы обобщенные эмпирические зависимости. Исходя из этого метод слишком сложен для учебных расчетов.

Метод Дж. Е. Оддо и М.В. Томсона.

При использовании данного метода рассматриваются случаи возможного выпадения карбоната кальция из раствора, как наиболее распространенного типа

карбонатного солеотложения, при движении водонефтяного потока с газовой фазой и при ее отсутствии. Оценка осуществляется на основе определения индекса насыщения карбонатом кальция (SI). При значениях больше нуля предполагается выпадение осадка, при значениях меньше нуля – раствор с дефицитом насыщения карбонатом кальция и осадок не выпадает.

При наличии газовой фазы в потоке смеси и при подъёме её по стволу скважины степень насыщения раствора карбоната кальция предлагается оценивать по зависимости:

$$SI = \lg \frac{[Ca^{2+}] * [HCO_3^-]^2}{P * Y_g * F_g} + 6,039 + 1,4463 * 10^{-2} * T - 9,44 * 10^{-7} * T^2 - 6,185 * 10^{-5} * P - 1,895 * \mu^{0,5} + 0,662 * \mu + 3,654 * 10^{-2} * \mu^{1,5} - 8 * 10^{-7} * T * \mu^{0,5}, \quad (32)$$

где $[Ca^{2+}]$, $[HCO_3^-]^2$ – мольные концентрации соответствующих ионов, г-ион/л; T – температура в градусах Фаренгейта, P – давление в psi, μ – ионная сила раствора; Y_g – мольная доля CO₂ в газовой фазе при соответствующей температуре и давлении, %; F_g – летучесть газообразной CO₂, которая при соответствующих температуре и давлении определяется по экспоненте:

$$F_g = \exp[(-7,6 * 10^{-3} + 8 * 10^{-4} - 2,11 * 10^{-5} * T) * p^{0,5} + (-5,77 * 10^{-4} + 3,72 * 10^{-5} * T^{0,5} - 5,7 * 10^{-7} * T) * P + (4,4 * 10^{-6} - 2,96 * 10^{-7} * T^{0,5} + 5,1 * 10^{-9} * T) * P^{1,5}] \quad (33)$$

Мольную долю в газовой фазе рекомендуется определять по соотношению:

$$Y_s = \frac{Y_t}{\left[1 + \frac{P * F_g * \left(0,5 * \frac{b_w}{d} + 10 * \frac{b_0}{d} * 10^{-5}\right)}{(T+460) * MMcf d}\right]}, \quad (34)$$

где $\frac{b_w}{d}$ – баррелей воды в сутки; $\frac{b_0}{d}$ – баррелей нефти в сутки (баррель нефти в США равен 0,1341 т, мировой баррель равен 0,136 т); MMcf d – миллион кубических футов в сутки (1 фут=0,3 м).

При отсутствии газовой фазы в водонефтяном потоке для определения индекса насыщения карбонатом кальция используют следующую зависимость:

$$SI = \lg \left[\frac{[Ca^{2+}] * [HCO_3^-]^2}{[C_{CO_2}^B]} + 3,801 + 8,115 * 10^{-3} * T + 9,028 * 10^{-6} * T^2 - 7,419 * 10^{-5} * P - 1,966 * \mu^{0,5} + 0,695 * \mu + 1,136 * 10^{-2} * \mu^{1,5} - 1,604 * 10^{-4} * T * \mu^{0,5}, \right. \quad (35)$$

где $[C_{CO_2}^B]$ – мольная концентрация растворенной в воде CO_2 , г-ион/л, которая замеряется или может быть рассчитана при давлении насыщения нефти газом по следующей формуле:

$$C_{CO_2}^B = \frac{728 * n_t^{CO_2}}{V_B + 3,04 * V_H}, \quad (36)$$

где $n_t^{CO_2}$ – общее число молей CO_2 в воде и нефти; V_B и V_H – объемные расходы добываемой воды и нефти, л/сут.

После сепарации нефти используют следующую формулу:

$$\lg C_{CO_2}^B = \lg P_{CO_2} - 2,212 - 6,51 * 10^3 * T + 1,019 * 10^5 * T^2 - 1,29 * 10^5 * P - 7,7 * 10^2 * \mu^{0,5} - 5,9 * 10^{-2} * \mu, \quad (37)$$

где P_{CO_2} – парциальное давление CO_2 в газе дегазированной нефти.

Данный метод учитывает влияние как температуры, так и давления, отсутствуют графические зависимости, с которых необходимо снимать данные.

Рассмотрев представленные выше методы, считаю, что данный метод показывает наиболее точные и реальные результаты.

3 Методы борьбы с солеотложениями

При эксплуатации наземного и подземного оборудования на всех стадиях разработки нефтяных месторождений одной из основных проблем является солеотложение. Независимо от причин образования солеотложений, последствия в равной степени негативно влияют на эффективность добычи углеводородов. В процессе эксплуатации нефтегазового оборудования, трубопроводов происходят накопление отложение неорганических солей и, как следствие, поломки оборудования, затем ремонтные работы. Итогом становится недобор нефти. Проблема, связанная с образованием солеотложений в последнее время на многих промыслах получила особую актуальность, в связи с увеличенными объемами добычи пластовой воды и увеличением обводненности.

Сейчас активно применяют технологии разработки нефтяных месторождений при помощи поддержания пластового давления. Закачка воды в пласт имеет отрицательные последствия: образование отложение солей в призабойной зоне пласта (ПЗП) и нефтепромысловом оборудовании. Тенденция к росту числа осложненных солеобразованием скважин отмечается многими нефтедобывающими компаниями [2, 4, 23–27].

В настоящий момент решение данной проблемы рассматривают с двух сторон: удаление уже образовавшихся осадков и предотвращение их появления. По статистике, предупреждение образования солеотложений значительно дешевле, чем устранение уже образовавшихся солей. В зависимости от экономической целесообразности, условий образования и особенности эксплуатации оборудования, применяют различные методы предотвращения солеотложений. Их разделяют на физические, химические, технологические [25].

Физические методы

Физические методы включают в себя: воздействие на водные растворы солей магнитными, акустическими или электромагнитными полями.

В нефтяной отрасли применяют оборудование с постоянными магнитами.

Газожидкостный поток проходит через постоянное магнитное поле, в следствие чего, меняется структура солей, уменьшается адгезия к поверхности металла [28, 29]. Учеными отмечается, что электромагнитное поле оказывает положительное влияние на отложения солей бария, то есть постоянный контакт с омагниченной жидкостью разрушает сульфат бария в пористые и рыхлые структуры [30].

Компания ООО «Пилот» разработала резонансно-волновой комплекс под названием РВК «Пилот-1». Данный комплекс основан на исследованиях влияния электромагнитных импульсов на солеобразование. РВК «Пилот-1» Позволил увеличить среднюю наработку на отказ с 78 до 228 суток на нефтепромыслах компании ПАО «НК «Роснефть». Результаты испытаний данного комплекса в компании АО «Башнефть» оказались настолько хороши, что было решено начать промышленной внедрение [31]. За рубежом разработкой оборудования для обработки магнитным полем занимаются компании Integra Tech Associates и Magnetic Technology Australia, в России – «Нефтегазтехнология», производящая системный активатор NBF-1A. Это устройство позволило увеличить наработку на отказ со 145 до 282 суток в «РН-Пурнефтегаз» [32].

Для эффективного применения магнитного поля, то есть уменьшения адгезии солей к поверхности металла, необходим источник постоянной электроэнергии [27, 29].

Акустический метод представляет собой акустическое, созданное излучателем, и способствует предотвращению или ослаблению процесса солеобразования [33]. При использовании данного метода, происходит сильная кавитация, в результате которой кристаллы солей переходят во взвешенное состояние, поэтому не происходит солеотложения на поверхности оборудования.

Данные методы успешно проходят опытно-промышленные испытания, однако не применяются повсеместно. Существует ряд ограничений: солеобразование не исключается, характер воздействия локален и поэтому

защите подвергаются только те участки оборудования, где установлено данное устройство.

Технологические методы

Технологические методы включают в себя использование различных покрытий оборудования, а также применение деталей из специальных материалов. К таким материалам и покрытиям относятся полимеры, эмали, стекло и лаки. Они обладают низким адгезионным свойством. Ключевыми недостатками применения этих материалов являются недолговечность, сложность изготовления и напыления и большая стоимость по сравнению с классическими материалами. Такого рода оборудование производят зарубежные компании, например, Baker Hughes Centrilift, и российские, например, «Ижнефтепласт» [32].

Изменения в конструкции насосного оборудования способны уменьшить скорость образования солей. Увеличение скорости потока уменьшает вероятность образования отложений гипса в эксплуатационной колонне [4].

Если подтоварная вода смешивается с пластовой, и при этом эти воды являются химически совместимыми по своему составу, то в данном случае уменьшается интенсивность образования отложений солей при эксплуатации скважин. Для того чтобы снизить отложение солей, стараются избегать случаев смешения вод, которые несовместимы по составу. К положительным моментам можно отнести высокую эффективность и поддержание продуктивности скважин, к отрицательным – большие финансовые затраты и сложность в исполнении.

Данные методы, безреагентного применения, не воздействуют на причины образования солеотложений, это значит, что образование осадков не исключено. Благодаря этим методам повышается наработка оборудования на отказ, однако это всего лишь дополнительная мера защиты.

Химические методы

В настоящее время наиболее распространённым методом борьбы с солями является использование ингибиторов солеотложений, как один из наиболее эффективных методов в технико-экономическом плане [23, 34].

Существует множество различных ингибиторов солевых отложений. Применяются органические производные фосфоновой и фосфорной кислот, полимеры и сополимеры акриловой и малеиновой кислот, неионогенные полифосфаты, низкомолекулярные поликарбоновые кислоты и разнообразные композиции [4, 23, 35, 36]. Для того чтобы минимизировать ущерб для природы необходимо оптимизировать количество и свойства химических реагентов. Сейчас широкое распространение получило направление по разработке экологических реагентов и технологий в нефтепромысловой химии. Полисахариды составляют огромную группу природных веществ, которые считаются безопасными с экологической точки зрения и нетоксичными, но их свойства изучены не в полной мере. Ученые полагают, что более глубокое исследование этой группы органических соединений способно привести к созданию новых активных основ ингибиторов солеотложений. Некоторые водорастворимые полисахариды способны воздействовать на процессы кристаллообразования, морфологию и размеры частиц кальциевых солей. В настоящее время, учеными разрабатываются новые биоразлагаемые ингибиторы солеотложений [20].

На качество предотвращения солеотложений влияет природа ингибитора и методика его применения. Когда ингибитор находится в растворе в течение всего времени его течения, это способствует получению положительных результатов, без разницы какого типа был ингибитор и по какому механизму он работает. Добавление ингибитора до процесса кристаллизации способствует получению лучших результатов [20]. То, согласно какой методике, будет применен ингибитор, зависит от того, где происходят солеотложения, какими свойствами он обладает. Так же влияние оказывают конструктивные особенности скважины, характеристика призабойной зоны и специфика наземного оборудования [4].

Есть несколько способов подачи ингибиторов: при помощи насосов дозаторов постоянно или периодически в затрубное пространство, задавливанием в ПЗП при ГРП или при помощи глубинных дозаторов во внутрискважинное оборудование.

Основным методом считается непрерывная подача ингибитора солеотложений. Это позволяет достичь оптимального расхода реагента, оборудование требует минимального внимания со стороны обслуживающего персонала. К недостаткам относят то, что во время остановок насосов дозаторов, образуются отложения солей и после включения насосов обратно в работу, ингибитор уже не способен удалить соли из-за этого появляются наросты соли на оборудовании и оно выходит из строя. [23].

Для того чтобы подача реагента была постоянной, используют несколько насосов дозаторов. Для подачи реагента в определённую точку применяют капиллярные системы. Это обеспечивает точечную подачу ингибитора для более качественного предотвращения солеотложений. Такая технология используется на скважинах, где дебит жидкости составляет до полутора тысяч кубометров в сутки.

Компании ООО «Синергия-Лидер», ООО «Пермгеокабель», ООО Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть» занимаются производством капиллярных систем разнообразных видов и модификаций. Для того чтобы была возможность заменить одну капиллярную систему на другую, применять их совместно, ведутся работы по стандартизации этих систем. Schlumberger, Halliburton, BakerHughes, Watherford и другие компании занимаются установкой и обслуживанием капиллярных систем. Данного рода установки хорошо проявили себя на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» [37] и предприятиях Казахстана при борьбе с отложениями барита [38, 39]. К недостаткам капиллярного ввода относят необходимость всегда контролировать работу оборудования, частое обслуживание системы, а также повышенный риск повреждения капиллярного трубопровода [38].

Глубинные дозаторы бывают различных типов для непрерывной дозированной подачи реагента в добываемую газожидкостную смесь. Применяют не только жидкие, но и твердые ингибиторы солей. Применение твердых реагентов целесообразно для скважин с дебитом до 50 м³/сут и наработкой на отказ менее 90 суток, в связи с тем, что объем контейнера мал и требуется постоянная дозаправка дозатора, а это можно сделать, достав контейнер дозатора на поверхность.

Для протекции межтрубного пространства авторы [40] предложили вводить ингибитор солей в затрубное пространство как стабильную пену основой которой является азот. Свою эффективность такой метод показал на скважинах, где солевые отложения состоят главным образом из сульфида железа.

Если образование солей происходит в призабойной зоне пласта, то ингибитор следует задавливать в пласт. В промышленной практике применяют метод периодической закачки ингибитора солей в призабойную зону пласта [23, 25]. Данная практика зарекомендовала себя как успешная, позволяя снизить солевые отложения в глубинном оборудовании и наземном. Состав ингибиторов солей состоит из активной основы и побочных компонентов, таких как ПАВы и спирты, благодаря чему обеспечивается комплексное воздействие реагента как на оборудование, так и на пласт [41].

Проект «Системы Новых Технологий» произвел исследование, опытно-промышленные испытания, проанализировал эффективность внедрения своей технологии и, в итоге, внедрил технологию задавки ингибитора в пласт [42]. Данная технология активно применяется на месторождения компаний ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз». В ходе проведения ОПИ были выявлены как положительные стороны (простота применения, высокий процент удачных обработок скважин), так и отрицательные (большой и неравномерный расход реагента). Невозможность настройки подачи реагента уменьшает эффективность данной технологии в связи с тем, что пластовые воды могут быть несовместимы с высокой концентрацией ингибитора в водной среде.

Существует метод закачки ингибитора солеотложений через систему ПЖД при помощи блочных кустовых насосных скважин. Закачка производится периодически и пласт выступает в роли осреднительного резервуара, поэтому концентрация реагента стремится к постоянной. Применяется данная технология, когда необходимо воздействие на группу добывающих скважин, осложненных выделением солей, то есть при площадной и очаговой системе заводнения [23]. Из-за того, что существуют большие потери реагента, данный метод экономически нецелесообразен.

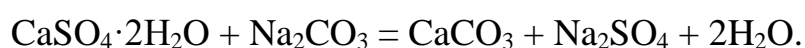
Методы удаления неорганических солей

Существует два способа удаления неорганических солей, это механический и химический. Механический способ представляет собой разрушение и измельчение солеотложений фрезами, слесарным инструментом ударного типа, применение скребков, а также гидropескоструйную обработку. К химическим методам относят растворение солеотложений при помощи химических реагентов.

Растворы кислоты хорошо удаляют отложения карбонатного типа. Для того чтобы уменьшить влияние кислот, как коррозионно-активного вещества, добавляют ингибиторы коррозии. Широко используют соляную кислоту, менее активно применяют кислоты органического типа, такие как уксусная, лимонная, муравьиная [4].

Удаление сульфатных отложений возможно конверсией осадка с дальнейшим растворением продуктов реакции кислотой. Как растворители, широко применяют карбонаты и бикарбонаты натрия, гидроксиды натрия и калия.

В качестве примера конверсии отложений гипса под воздействием карбоната натрия приведена реакция:



Затем карбонат кальция растворяют раствором соляной кислоты:



Этот способ является наиболее эффективным на начальной стадии и для удаления пористых, рыхлых отложений [23].

Если производить обработку отложений гипса раствором HCl с концентрацией 15%, то результаты получаются удовлетворительными. Для того чтобы увеличить растворимость $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ в составе кислот необходимо заранее ввести неорганические соли, у которых нет совместных ионов с CaSO_4 , например, хлорид натрия.

Для предотвращения образования солеотложений используют хелатные соединения, которые растворяются и связывают ионы кальция и ионы бария в сложные хелатные комплексы. Примером таких соединений служит этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА). Она растворяет сульфатные и карбонатные отложения. К недостаткам данного метода можно отнести низкую скорость реакции и высокую стоимость [32].

Прежде чем воздействовать на солеотложения, необходимо определиться с тем, где, в каких количествах и какого рода солеотложения. Состав отложений солей будет влиять на выбор реагента, которым будет производиться обработка. Для достижения наименьшего времени реакции реагента с осадком, требуется десятикратный избыток ингибитора к солеотложению. Самым эффективным считается метод непрерывной подачи реагента к месту воздействия, так как в таком случае обеспечивается постоянный вынос продуктов реакции.

В текущих реалиях, извлечение на поверхность флюида сопровождается большим процентом обводнённости, то есть объёмы добываемой пластовой воды огромны. Это приводит к увеличению солеотложений. Поэтому проблема солеотложений является актуальной. Нет универсально способа, который можно применять повсеместно. В каждом конкретном случае нужно проводить анализ, ОПИ и подбирать наиболее подходящий метод, который будет эффективен как с технологической точки зрения, так и с экономической.

4 Постановка задачи исследования

Результаты изучения различных литературных источников, таких как учебники по сбору и подготовке продукции нефтяных и газовых скважин, различные статьи по теме, связанной с выпадением солей, были обобщены в аналитическом и литературном обзорах. Из этого материала следует идея о необходимости предотвращения выпадения отложений неорганических солей, что позволит увеличить межремонтный период оборудования, уменьшить количество солеотложений в призабойной зоне пласта нагнетательных скважин, в насосном оборудовании и на стенках трубопровода.

Подготовка нефти, обводненной на XX%, на нефтегазоконденсатном месторождении S осуществляется в три ступени сепарации, с подачей деэмульгатора, для разрушения водонефтяной эмульсии, и ингибитора коррозии, с применением путевых подогревателей и отстоем нефти в РВС-XX. Попутный газ отводится на утилизацию: на собственные нужды и на дальнейшую подготовку для продажи. Подготовка подтоварной воды заключается в отделении от подогретой до XX °С нефти на второй ступени сепарации и дальнейший её отстой в РВС-XX, далее подготовленная вода насосами ЦНС 45/1900 через распределительную гребёнку по трубопроводу диаметром XX мм и длиной XXм поступает в нагнетательную скважину для закачки в пласт. Текущая температура подтоварной воды составляет после сепаратора XX °С. Соль выпадет в насосном оборудовании и трубопроводах системы поддержания пластового давления. Исходя из литературного и аналитического обзоров предлагается идея о снижении температуры подтоварной воды, которая закачивается в пласт, так как уменьшение температуры ведет к повышению растворимости и уменьшению вероятности выпадения карбоната кальция. Поэтому необходимо проверить эту идею на возможность реализации на данном месторождении.

Целью работы является поиск способа предотвращения выпадения солей из подтоварной воды при ее перекачке в систему поддержания пластового давления.

Для достижения этой цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Изучить причины и механизм образования отложений неорганических солей.
- Рассмотреть принцип расчета выпадения солей и произвести расчёты по имеющимся данным по индексу Ланжелье.
- Предложить решение по уменьшению солеотложений.

5 Технология подготовки нефти на УПН месторождения S

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

6 Предотвращение выпадения солей в технологическом трубопроводе

6.1 Анализ подтоварной воды

Химический состав водной фазы продукции скважины приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Химический состав водной фазы

Вещество	Концентрация	
	мг/л	моль/л
Cl ⁻	41000	1,15
Na ⁺	29	0,0013
Ca ²⁺	1703,4	0,043
Mg ²⁺	182,4	0,0076
HCO ₃ ⁻	387	0,0063
CO ₃ ²⁻	0,13	2,17·10 ⁻⁶
SO ₄ ²⁻	36	0,000375
pH	6,05	
Температура, °С	55	

Таблица 6.2 – Эквиваленты ионов

Ион	Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	K ⁺	Fe ³⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻
Молекулярная масса	23	24	40	39	56	35,5	96	61	60
Эквивалент	23	12	20	39	18,6	35,5	48	61	30

По химическому составу воды определяем тип воды.

1. Определяем величину отношения $\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}}$:

$$\left(\frac{387}{61}\right) : \left(\frac{1703,4}{20}\right) = 6,34 : 80,17 = 0,074,$$

2. Находим суммы эквивалентов Ca²⁺ (а) и HCO₃⁻ (в):

$$rCa^{2+} = a = \frac{1703,4}{20} = 85,17 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rHCO_3^- = b = \frac{387}{61} = 6,34 \text{ мг – экв/л,}$$

Зная содержание шести основных ионов в эквивалентной форме, можно,

пользуясь классификацией Сулина (таблица 6.3), определить тип воды.

Таблица 6.3 – Классификация природных вод по Сулину

Тип воды	Сульфатнатриевый	Гидрокарбонатно-натриевый	Хлормagneиный	Хлоркальциевый
Соотношение содержания ионов	$(Na^+ + K^+) / Cl^- > 1$ $(Na^+ - Cl^-) / SO_4^{2-} < 1$	$(Na^+ + K^+) / Cl^- > 1$ $(Na^+ - Cl^-) / SO_4^{2-} > 1$	$(Na^+ + K^+) / Cl^- < 1$ $(Cl^- - Na^+) / Mg^{2+} < 1$	$(Na^+ + K^+) / Cl^- < 1$ $(Cl^- - Na^+) / Mg^{2+} > 1$

Расчет содержания ионов в эквивалентной форме r_i :

$$r_i = \frac{q_i}{\mathcal{E}_i}, \text{ мг – экв/л}$$

$$\mathcal{E}_i = \frac{MM_i}{B_i}$$

где q_i – содержание иона, мг/л, \mathcal{E}_i – эквивалент иона (таблица), MM_i – молекулярная масса иона; B_i – валентность иона.

$$rCa^{2+} = \frac{1703,4}{20} = 85,17 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rHCO_3^- = \frac{387}{61} = 6,34 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rNa^+ = \frac{29}{23} = 1,26 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rCl^- = \frac{41000}{35,5} = 1154,93 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rMg^{2+} = \frac{182,4}{12} = 15,2 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rCO_3^{2-} = \frac{0,13}{30} = 0,004 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rSO_4^{2-} = \frac{36}{48} = 0,75 \text{ мг – экв/л,}$$

$$rK^+ = \frac{30}{39} = 0,769 \text{ мг – экв/л}$$

$$(Na^+ + K^+) / Cl^- = (1,26 + 0,769) / 1154,93 = 0,00176 < 1$$

$$(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{SO}_4^{2-} = (1,26 - 1154,93) / 0,75 = -1538,2 < 1$$

$$(\text{Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Mg}^{2+} = (1154,93 - 1,26) / 15,2 = 75,9 > 1$$

Тип воды: **Хлоркальциевый**

Рассчитаем возможность выпадения карбоната кальция в насосном оборудовании в системе поддержания пластового давления на месторождении S.

1. По формуле (38) рассчитываем ионную силу раствора, пренебрегая вкладом CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , и H^+

$$I = \frac{1}{2} \times \sum C_i \cdot Z_i^2 \quad (38)$$

$$I = \frac{1}{2} \cdot [1,15 + 0,0013 + 0,0063 + 4(0,043 + 0,0076)] = 0,6516 \text{ (моль/л).}$$

2. Вычисляем коэффициенты активности и активности ионов Ca^{2+} , HCO_3^- , а также $\alpha_{\text{Ca}^{2+}}$ и $\alpha_{\text{HCO}_3^-}$:

Используя метод «линейной интерполяции», вычислим промежуточные значения констант уравнения Дебая-Хюккеля для рассчитанного распределения температуры.

Таблица 6.4 – Значения констант уравнения Дебая-Хюккеля

Температура потока, °C	A(D)	B(D)
20	0,5070	0,3282

Дебай и Хюккель, основываясь на модельных представлениях о гидратировании ионов раствора электролитов, предложили формулу, связывающую коэффициенты активности ионов с ионной силой:

$$\lg f_i = - \frac{A_D \cdot Z_i^2 \cdot \sqrt{I}}{1 + B_D \cdot r_i \cdot \sqrt{I}}, \quad (39)$$

где $A(D)$ и $B(D)$ – константы, зависящие от температуры; r_i – эффективный ионный радиус i -го иона.

При $0,1 < I < 1$ можно воспользоваться третьим приближением теории Дебая-Хюккеля:

$$\lg f_i = - \frac{A_D \cdot Z_i^2 \cdot \sqrt{I}}{1 + 4,6 \cdot B_D \cdot \sqrt{I}} + 0,2 \cdot I, \quad (40)$$

Так как рассчитанная ионная сила раствора $I=0,68$ – воспользуемся третьим приближением теории Дебая-Хюккеля.

$$lgf_{(Ca)} = -\frac{0,5070 \cdot 2^2 \cdot \sqrt{0,6816}}{1 + 4,6 \cdot 0,3282 \cdot \sqrt{0,6816}} + 0,2 \cdot 4 \cdot 0,6816 = 0,6309,$$

$$lgf_{(HCO_3)} = -\frac{0,50701^2 \cdot \sqrt{0,6816}}{1 + 4,6 \cdot 0,3282 \cdot \sqrt{0,6816}} + 0,2 \cdot 1 \cdot 0,6816 = 0,8912.$$

$$a_{Ca^{2+}} = C_i \cdot f_i = 0,043 \cdot 0,6309 = 0,0269$$

$$a_{HCO_3^-} = C_i \cdot f_i = 0,0063 \cdot 0,8912 = 0,0057,$$

$$p_{a_{Ca^{2+}}} = 1,570$$

$$p_{a_{HCO_3^-}} = 2,248$$

3. Рассчитываем pK_2 и pPR_{CaCO_3} при 55 °С:

$$K_2 = 10^{\left(\frac{805,14}{55+273,2}\right)-7,63} = 8,23 \cdot 10^{-11}.$$

$$pK_2 = -\log_{10} 8,23 \cdot 10^{-11} = 10,085$$

$$PR_{CaCO_3} = 10^{\left(\frac{775,32}{55+273,2}\right)-11,082} = 1,91 \cdot 10^{-9}.$$

$$pPR_{CaCO_3} = -\log_{10} 1,91 \cdot 10^{-9} = 8,718$$

4. Рассчитаем pH_s – значение водородного показателя данного раствора, находящегося в равновесии с твердым $CaCO_3$ при данных концентрациях Ca^{2+} , HCO_3^- и остальных веществ по формуле:

$$pH_s = pK_2 - pPR_{CaCO_3} + p_{a_{Ca^{2+}}} + p_{a_{HCO_3^-}} \quad (41)$$

где K_2 – константа диссоциации угольной кислоты по второй ступени, PR_{CaCO_3} – произведение растворимости $CaCO_3$.

$$pH_s = 10,085 - 8,718 + 1,570 + 2,248 = 5,185$$

$$SI_{CaCO_3} = 6,05 - 5,185 = 0,865 > 0$$

Так как индекс Ланжелье > 0 , то образование карбоната кальция возможно. Водная фаза продукции этой скважины действительно интенсивно выделяет карбонат кальция, который откладывается в насосном оборудовании и запорной арматуре установки, а также в трубопроводах.

Исходя из теоретических положений, снижение температуры воды будет способствовать повышению растворимости карбоната кальция и уменьшению количества отложений солей.

Поэтому рассчитаем индекс Ланжелье для различных температур подтоварной воды. Результаты расчета представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Индекс Ланжелье для различных температур подтоварной воды

Температура, °С	Индекс Ланжелье
65	1,008
60	0,937
55	0,865
50	0,791
45	0,714
40	0,634
35	0,552
30	0,467

Как видно из полученных результатов, с уменьшением температуры происходит уменьшение индекса Ланжелье, а, значит, снижается вероятность выпадения солей.

Под руководством Трифонова Николая Сергеевича на программном комплексе «HydroGeo» был произведен прогнозный расчёт выпадения количества солей [52].

При 55 °С в осадок выпадает 2,5 мг кальцита из литра раствора:

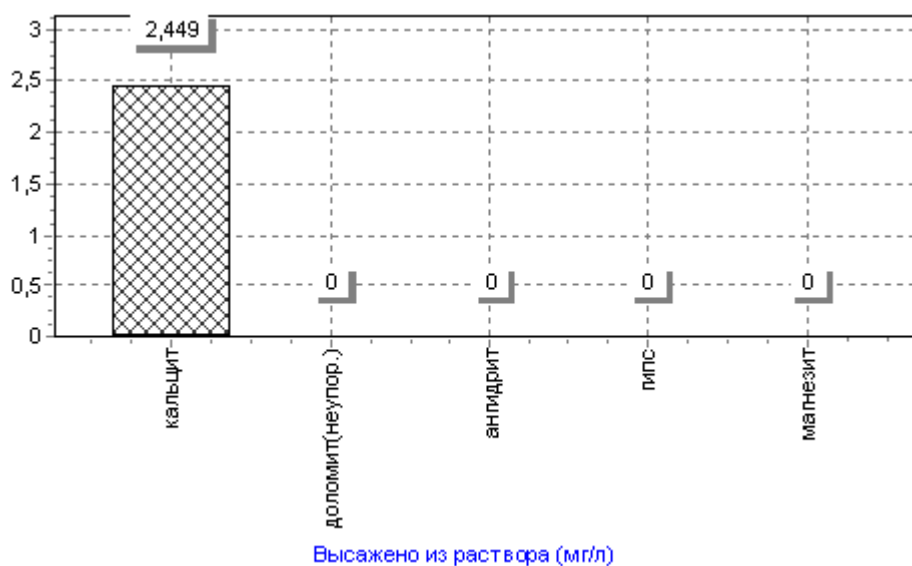
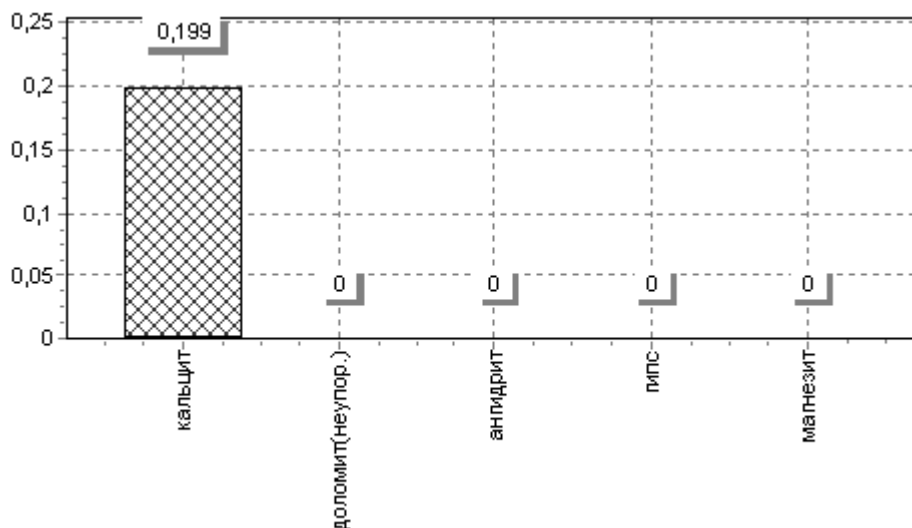


Рисунок 6.1 – Прогноз количества отложений неорганических солей при 55°С

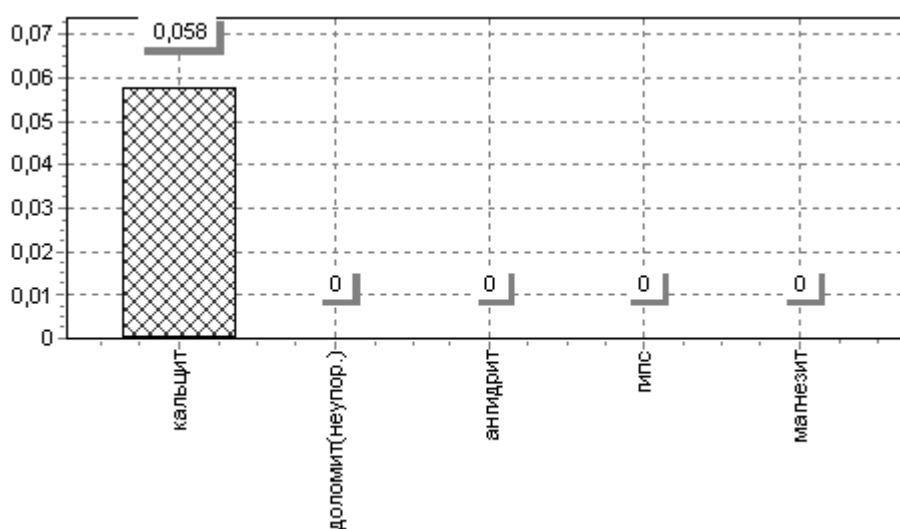
При 41 °С в осадок выпадает 0,2 мг кальцита из литра раствора:



Высажено из раствора (мг/л)

Рисунок 6.2 – Прогноз количества отложений неорганических солей при 41°С

При 32 °С в осадок выпадает 0,06 мг кальцита из литра раствора:



Высажено из раствора (мг/л)

Рисунок 6.3 – Прогноз количества отложений неорганических солей при 32°С

Расчет показывает максимально возможное количество минералов, отлагающихся за 0,5 суток.

Расчёты наглядно показывают, что уменьшение температуры подтоварной воды на 23 °С приводит к уменьшению образования солеотложений более, чем в 40 раз.

Такой эффект дает возможность предложить изменение в действующей технологической схеме. Предлагается для понижения температуры подтоварной воды перед подачей ее в технологический трубопровод установить

теплообменник. Для охлаждения воды можно использовать поток сырой нефти, имеющий температуру 14,5 °С (рисунок 6.4).

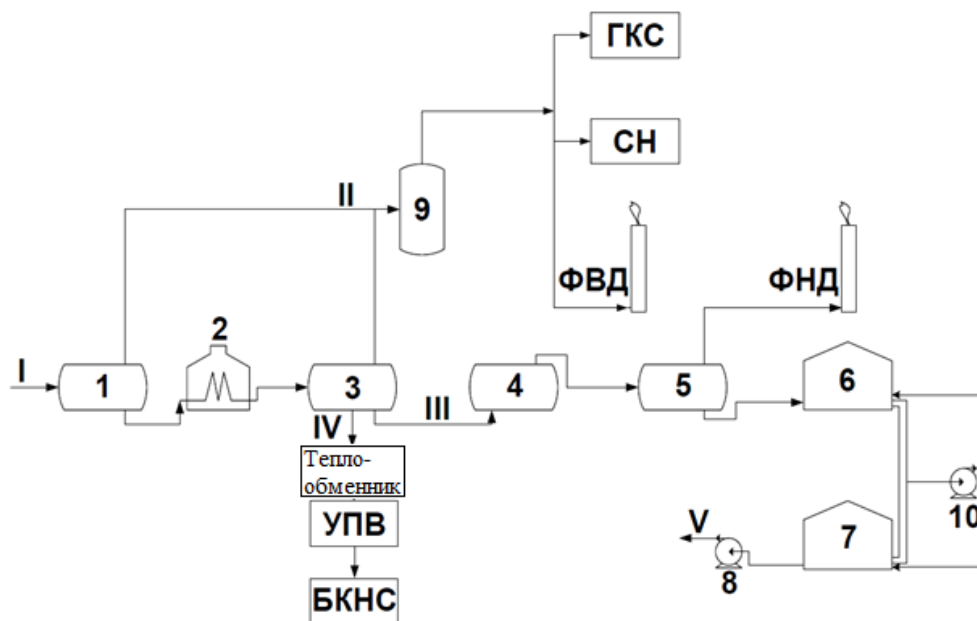


Рисунок 6.4 – Модернизированная технологическая схема УПН

6.2 Расчет и подбор теплообменника

Расчет теплообменника производился по методике Ишмурзина [53]. Исходные данные представлены в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Исходные данные для расчета

Показатели	Вода	Сырая нефть
Расход, G , кг/ч	50000	–
Теплоемкость, C , Дж/(кг·°С)	4325	3402
Температура начальная, $t_{нач.}$, °С	55	14,36
Температура конечная, $t_{кон}$, °С	41,37	25
Разность температур при прямотоке, Δt , °С	40,64	16,37
Разность температур при противотоке, Δt , °С	30	27,01
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² ·°С)	490,83	

Количество тепла, которое необходимо отдать охлаждаемой воде, рассчитывается согласно формуле:

$$Q_{\text{воды}} = G_{\text{воды}} * C_{\text{воды}} * (t_{\text{нач}}^{\text{воды}} - t_{\text{кон}}^{\text{воды}})$$

$$Q_{\text{воды}} = \frac{50000}{3600} * 4325 * (55 - 41,37) = 818746,5 \text{ Вт}$$

Рассчитываем расход флюида:

$$Q_{\text{флюид}} = \frac{Q_{\text{воды}}}{C_{\text{флюида}} * (t_{\text{кон}}^{\text{флюида}} - t_{\text{нач}}^{\text{флюида}})}$$

$$F = \frac{818746,5}{3402 * (25 - 14,36)} = 22,62 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 81428,43 \frac{\text{кг}}{\text{ч}}$$

Средний температурный поток при прямотоке:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{2,3 * \lg \frac{t_1}{t_2}}$$

где Δt – средний температурный напор,

$$\Delta t = \frac{40,64 - 25}{2,3 * \lg \frac{40,64}{25}} = 26,72 \text{ C}^\circ$$

Необходимая поверхность теплообмена составит:

$$F_{\text{прямоток}} = \frac{Q_{\text{флюида}}}{k * \Delta t}$$

$$F_{\text{прямоток}} = \frac{818746,5}{490 * 26,72} = 62,42 \text{ м}^2$$

Средний температурный поток при противотоке:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{2,3 * \lg \frac{t_1}{t_2}}$$

где Δt – средний температурный напор,

$$\Delta t = \frac{30 - 27,01}{2,3 * \lg \frac{30}{27,01}} = 28,51 \text{ C}^\circ$$

Необходимая поверхность теплообмена составит:

$$F_{\text{противоток}} = \frac{Q_{\text{флюида}}}{k * \Delta t}$$

$$F_{\text{противоток}} = \frac{818746,5}{490 * 28,51} = 58,51 \text{ м}^2$$

Так же теплообменник был рассчитан в программном комплексе Unisim Design. Согласно рассчитанным данным, поверхность теплообмена составила 60,32 м².

Теперь подберём два теплообменника, кожухотрубчатый и теплообменника типа «труба в трубе», сравним их и выберем оптимальный вариант.

В качестве теплообменника типа «труба в трубе» выбираем ТТМ22 48/89 (рисунок 6.5).

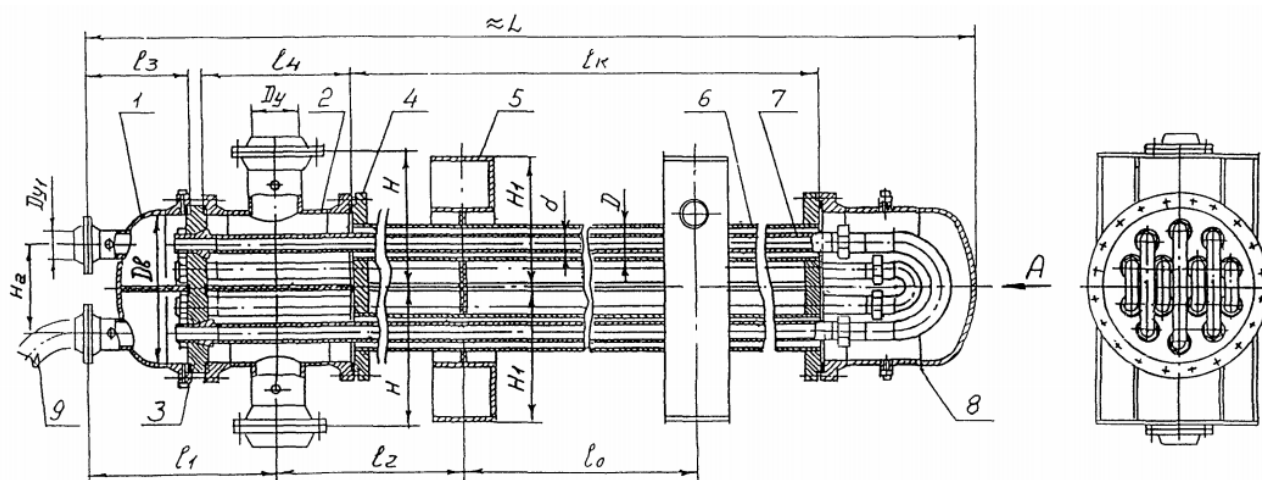


Рисунок 6.5 – Теплообменник типа «труба в трубе» ТТМ: 1 – камера распределительная первая; 2 – камера распределительная вторая; 3 – решетка теплообменных труб; 4 – решетка кожуховых труб; 5 – опора; 6 – труба кожуховая; 7 – труба теплообменная; 8 – камера поворотная; 9 – отвод к нижнему аппарату

Таблица 6.7 – Характеристики теплообменника типа «труба в трубе» [54]

Условное обозначение группы теплообменников	Номинальная наружная поверхность теплообмена, м ² , при длине теплообменных труб l_k 9000 мм	Сортамент труб, мм		Площадь сечений, проходных, см ²		Масса теплообменника, кг
		теплообменных	кожуховых	Внутри теплообменных труб	Снаружи теплообменных труб	
ТТМ22 48/89-4,0/1,6	66	48x4	89x5	276,3	679,8	8300

В качестве кожухотрубчатого теплообменника выбираем 600ТНГ-4,0-М22/25x2Г-6-4-У (рисунок 6.6).

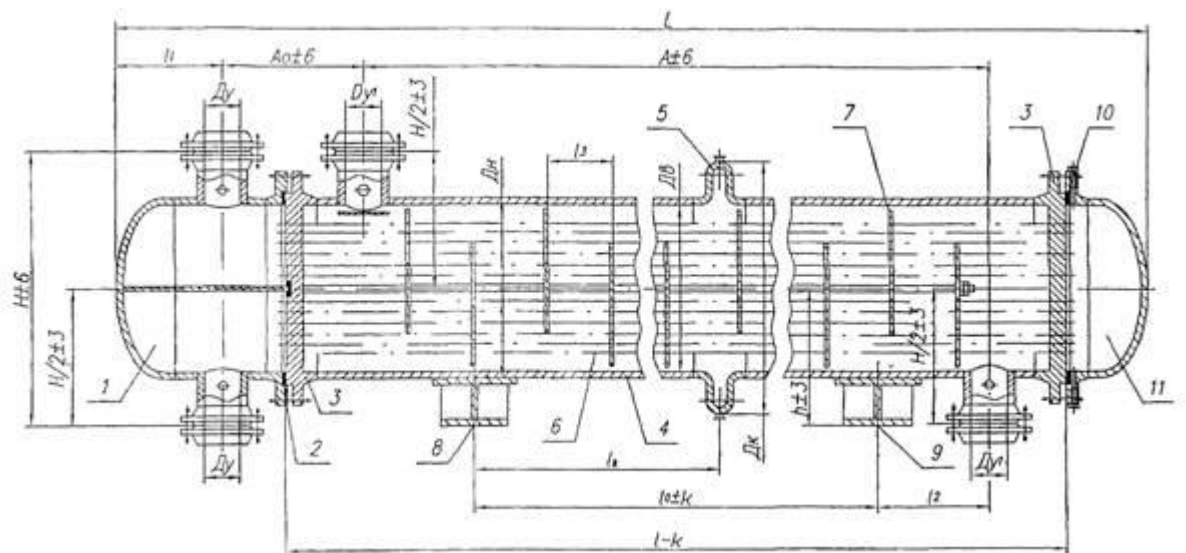


Рисунок 6.6 – Кожухотрубчатый теплообменник ТНГ: 1 – камера распределительная; 2 – прокладка камеры распределительной; 3 – решетка трубная; 4 – кожух; 5 – компенсатор; 6 – труба теплообменная; 7 – перегородка; 8 – опора неподвижная; 9 – опора подвижная; 10 – прокладка кожуха; 11 – крышка кожуха

Таблица 6.8 – Характеристики кожухотрубчатого теплообменника [54]

Условное обозначение группы теплообменников	Номинальная наружная поверхность теплообмена, м ² , при длине теплообменных труб l _к 6000 мм	Число ходов в по трубам	Диаметр кожуха, мм		Наружный диаметр труб, мм	Площадь проходных сечений, м ²		Масса теплообменника, кг
			Наружный	Внутренний		в вырезе перегородки	между перегородками	
600ТНГ-4,0-М22/25х2Г-6-4-У	67,2	4	630	600	25	0,0400	0,0450	4120

Кожухотрубчатый теплообменник значительно меньше по габаритам, металлоёмкость ниже практически в два раза по сравнению с теплообменником типа «труба в трубе» при практически одинаковых поверхностях теплообмена.

Таким образом, оптимальным считаю установку кожухотрубчатого теплообменника 600ТНГ-4,0-М22/25х2Г-6-4-У.

7 Динамический контроль выпадения солеотложений

Для возможности проведения эксплуатации «X» месторождения, подготовки нефти и газа, поступающих с «X» месторождения, «X» группы месторождений («X» НГКМ, «X» НГКМ, «X» НМ), «X» месторождения без осложнений, вызванных отложением солей, необходимо организовать динамический контроль за составом подтоварной воды с учетом меняющегося профиля добычи по группе месторождений.

Контролируя состав пластовой воды, можно определить какой поток оказывает наибольшее влияние на выпадение солей. Тем самым можно определить каким из способов лучше оказывать влияние на предотвращение солеобразования. Для наглядного моделирования можно использовать динамический цифровой двойник месторождения, пример представлен на рисунке 7.1.

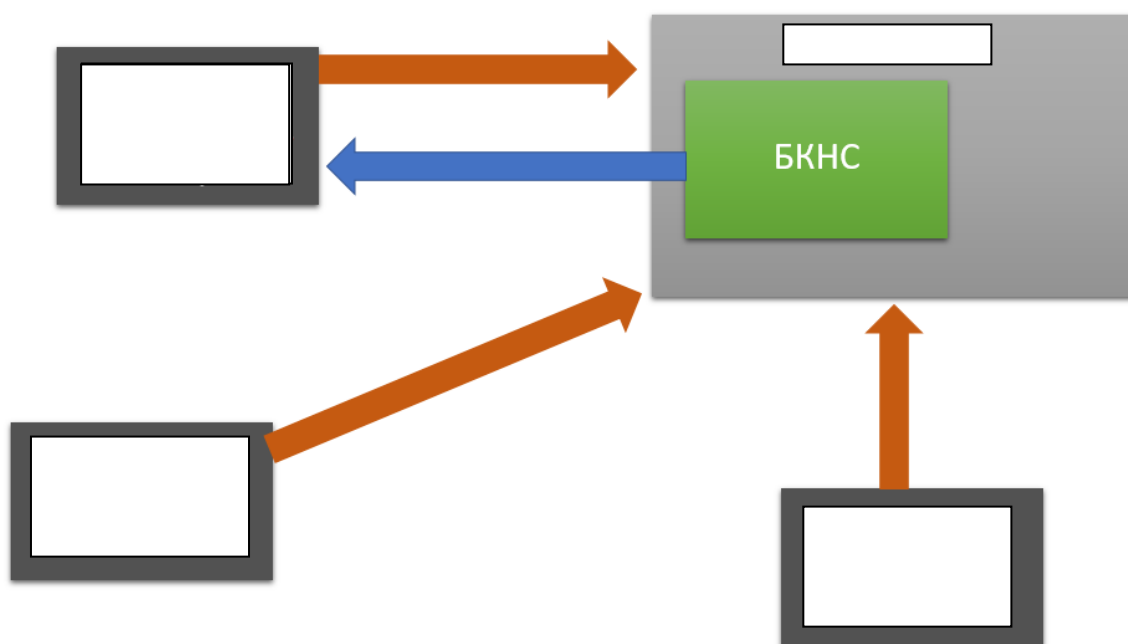


Рисунок 7.1 – Модель цифрового двойника

Данная модель позволит в динамике наблюдать результаты воздействия на проблемные зоны.

8 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением технологии уменьшения выпадения солейотложений на нефтегазоконденсатном месторождении S. Однако применение любого метода в опытно-промышленных работах не обходится без апробирования в лабораторных условиях.

Раздел содержит информацию, касающуюся технологии снижения выпадений солей в технологическом процесс подготовки нефти. Для этого выполняется полное исследование, включающее подбор оптимальной температуры подтоварной воды, проведение компьютерного моделирования.

Данная глава отражает обоснование конкурентоспособности и финансовой эффективности проведения эксперимента через компьютерное моделирование по определению оптимальной температуры подтоварной воды в системе поддержания пластового давления.

8.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны научно исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно исследовательского проекта (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Полнота исследования. 3. Актуальность научного исследования.	1. Длительное проведение эксперимента. 2. Низкий спрос. 3. Учет особенностей конкретного объекта разработки.

Продолжение таблицы 8.1

Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей. 2. Создание конкуренции зарубежным предприятиям. 3. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон.	1. Появление новых конкурентов. 2. Длительная и дорогостоящая реализация. 3. Задержка финансирования разработки.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 8.2

Таблица 8.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		С1	С2	С3
	В1	0	+	+
	В2	+	0	+
	В3	+	-	+

При анализе интерактивной таблицы 8.2 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта : В1С2С3, В2С1С3, В3С1С3.

Таблица 8.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	+
	В2	0	-	0
	В3	-	0	+

При анализе интерактивной таблицы 8.3 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта : В1Сл1Сл3, В3Сл3.

Таблица 8.4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		С1	С2	С3
	У1	-	-	-
	У2	-	+	-
	У3	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 8.4 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта : У2С2, У3С2С3.

Таблица 8.5 – Интерактивная матрица проекта(4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	-	+	+
	У3	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 8.5 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта : У1Сл2, У2Сл2Сл3, У3Сл1Сл2.

Вывод : проект имеет высокую актуальность научного исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков. Задержка финансирования разработки проекта может служить существенной угрозой.

8.2 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – руководитель и инженер. Руководитель формулирует цель проекта, предъявляемые к нему требования, осуществляет контроль над его практической реализацией для соответствия требованиям и участвует в стадии разработки документации. Инженер непосредственно осуществляет разработку проекта. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ ра б	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Планирование методики проведения исследования	Руководитель
	3	Календарное планирование работ	Руководитель
	4	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Тесты на фазовое поведение, изучение характеристик систем пластовой жидкости, фильтрационные эксперименты.	Инженер
	6	Проведение практического расчета	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета	8	Оформление расчетов	Инженер
	9	Составление пояснительной записки	Инженер
	10	Публикация результатов исследования	Руководитель

8.3 Разработка графика проведения исследовательской работы

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

1. Организационный период. Во время организационной подготовки ставится задача на проведение лабораторных исследований, производится комплектование подразделения инженерно-техническим персоналом, подбираются приборы и оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

2. *Лабораторные работы.* Этот этап работ включает изучение характеристик систем пластовой жидкости, затем расчет технологической схемы с оптимальными параметрами температуры подтоварной воды в системе поддержания пластового давления. Последним этапом является проведение компьютерное моделирование процесса сепарации.

3. *Камеральные работы.* Камеральная обработка материалов включает: сбор и систематизацию информации об изучаемых методах уменьшения выпадения отложений солей на месторождениях; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение технологических схем; оформительские работы.


Календарный план - это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 8.7).

Таблица 8.7 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

№ работ	Вид работ	Исполнители	Тк, кал. дней	Продолжительность выполнения работ																
				январь			февраль			март			апрель			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
1	Выбор направления исследований, литературный обзор (организационный период)	Руководитель, инженер	10, 10	1	2	3														
2	Лабораторный этап	Руководитель, инженер	35, 90		1	2	3	1	2	3										
3	Анализ данных, оформление отчетной документации	Руководитель, инженер	20, 40												1	2	3	1	2	

Условные обозначения:

 – руководитель

 – инженер

Суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 65, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 140.

Вывод: данное исследование помогает наглядно установить сроки и необходимо при планировании работ.

8.4 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расх\ i} , \quad (1)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых матери-альных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

kT – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

Величина коэффициента (kT), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данного проекта, занесены в таблицу 8.8.

Таблица 8.8 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на комплект, (З _м), руб.
Перчатки резиновые	Шт.	10	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Пробирка мерная	Шт.	20	21,7	434
Индикаторы категории I	Л.	2	700	1400
Индикаторы категории II	Л.	2	500	1000
Суммарная стоимость				5290
Итого, с транспортными расходами				6083

Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
Программный комплекс	1	350	350
Весы лабораторные	1	16	16
Перемешивающее устройство	1	43,5	43,5

Компьютер	1	54	54
Ареометр	1	0,6	0,6
Спектрометр	1	396	396

Общие единовременные затраты на приобретение различного рода специального оборудования составили 860,1 тыс. руб.

Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. От 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента приведен в таблице 6.10. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Ам = \text{Сперв.} / \text{СПИ},$$

где Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, месяцев

Таблица 8.10 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы, месяцев	Срок использования, месяцев	Сумма отчислений, руб.
Программный комплекс	350	4	84	5	1736
Весы лабораторные	16	3	60	3	80
Перемешивающее устройство	43,5	2	36	3	302
Компьютер	54	3	60	5	375
Ареометр	0,6	3	60	3	2,5
Спектрометр	396	2	36	3	2750
Итоговая сумма амортизационных отчислений					5 245,5

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 5 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 5245 рублей.

Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя (Старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом № 5994 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 15000 и 23100 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Зп = Зосн + Здоп; \quad (2)$$

где $Зосн$ – основная заработная плата;

$Здоп$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Зосн$).

Основная заработная плата ($Зосн$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (3)$$

где $Зосн$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Здн$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}, \quad (4)$$

где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 8.11).

Таблица 8.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	65	140
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	7	14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	58	126

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + \text{кпр} + \text{кд}) \cdot \text{кр}, \quad (5)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

кпр – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

кд – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);
 кр – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 6.12.

Таблица 8.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _{гс} , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23100	0,3	0,2	1,3	45045	1786	58	103588
Инженер	15000	0,3	0,2	1,3	29250	1068	126	134550
Итого З _{осн}								238138

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проекте, составляют 238138 рублей.

Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2021 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы: $Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп})$, (6)

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 8.13 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	103588	0,3	31076
Инженер	134550	0,3	40365
Итого Z _{внеб}			71441

Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле: $Z_{накл} = k_{нр} * \sum_1^5 Z_i$, (7)

где K_{nr} – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.
 $Z_{накл}=0,16*(6,1+860,1+17,5+238,1+71,4)=190,9$ тыс. руб.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 8.14.

Таблица 8.14 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты НИИ	6,1
Амортизационные отчисления	5,25
Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	238,1
Отчисления во внебюджетные фонды	71,4
Накладные расходы	190,9
Бюджет затрат НИИ	511,8

8.5 Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному эксперименту, проводившегося на базе частной нефтяной компании АО «Группа ГМС». Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроках выполнения, использование более дорогостоящего оборудования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (8)$$

где – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр}}^1 = 1.$$

$$I_{\text{финр}}^2 = 1730/1384,1 = 1,25;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (9)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности в форме таблицы, приведен ниже (табл. 8.15).

Таблица 8.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Проект	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	5
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
Итого	1	20	16

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$l_m^p = 5 * (0,35 + 0,15 + 0,30 + 0,20) = 5$$

$$l_m^a = 4 * 0,35 + 3 * 0,15 + 5 * 0,30 + 4 * 0,20 = 4,15$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($l_{финр}^p$) и аналога ($l_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$l_{финр}^p = l_m^p / l_{ф}^p = 5 / 1 = 5;$$

$$l_{финр}^a = l_m^a / l_{ф}^a = 4,15 / 1,25 = 3,32.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования. Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$Эср = l_{финр}^p / l_{финр}^a = 5 / 3,32 = 1,5.$$

где Эср – сравнительная эффективность исследования.

Таблица 8.16 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Проект	Аналог
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	4,15
3	Интегральный показатель эффективности	5	3,32
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,5	

Сравнение на основании таблицы 8.16 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую

эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Вывод

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Обоснование конкурентоспособности зарубежным производителям является использование отечественных композиций. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 140 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 511800 рублей, большую часть этой суммы составляют затраты по основной заработной плате исполнителей проекта. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить, как денежные, так и временные затраты. При подсчёте интегрального финансового показателя наблюдается уменьшение бюджета разработки по сравнению с аналогом, а при подсчёте интегрального показателя ресурсоэффективности наблюдается увеличение эффективности в сравнении с тем же аналогом.

9 Социальная ответственность

ОАО «Томскгазпром» осуществляет свою деятельность с учетом воздействия на жизнь и здоровье работников, оборудование, имущество и окружающую среду. Никакие соображения экономического, технического или иного характера не могут быть приняты во внимание, если они противоречат необходимости обеспечения безопасности работающих на производстве, населения и окружающей природной среды.

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

«Х» НГКМ расположено в Парабельском районе Томской области Российской Федерации, в 375 километрах к северо-западу от областного центра Томска и является одним из наиболее крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений углеводородов Томской области.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании установки подготовки нефти расположено на территории цеха добычи, подготовки нефти, газа и конденсата «Х» НГКМ. Для удобства работы персонала устанавливаются помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

9.2 Производственная безопасность

Выполнение работ на установке подготовки нефти сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с изм. 1999г)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; Сварочные работы в емкостях, аппаратах и колодцах; Установка и снятие заглушек; Работы в местах возможного обитания медведей	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. повреждения в результате контакта с животными,	1. Статистическое электричество 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Поражение электрическим током 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.005-88[43] ГОСТ 12.1.038-82[44] СанПин 2.2.4.548-96[45] ГОСТ 12.1.004-91[46] ГОСТ 12.1.007-76[47] ГОСТ 12.1.008-76[48]

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

9.2.1 Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливоналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов [43].

Таблица 9.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 – при перекачке; 300 – при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300

Продолжение таблицы 9.2

Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает	отравляющее	воздействие	на	40
Деэмульгатор-сепарол	Оказывает	отравляющее	воздействие	на	40

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены: костюмом брезентовым; сапогами кирзовыми; рукавицами брезентовыми; плащом непромокаемым;

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключающим искрообразование.

6) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны [44].

9.2.2 Анализ показателей климата на открытом воздухе

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше

+10°C. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории I_a относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории I_b относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории II_a относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории II_b относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории III относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий [45].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [43] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (таблица 9.3).

Таблица 9.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

9.2.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе, связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и

снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 9.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2,9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 – 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

9.2.4 Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением

Работа оператора технологических установок связана с нахождением в помещении, где установлена установка улавливания лёгких фракций. Система,

состоящая из аппаратов и трубопроводов, заполнена бутаном. Рабочее давление в аппаратуре $p_a = 41$ атм, а в подводящих трубопроводах $p_{тр} = 7$ атм. Внутренний объем аппаратуры $v_a = 2,5$ м³, объем трубопроводов, $v_{тр} = 1,5$ м³. Температура газа в аппаратуре – $t_a = 55$ °С, в трубопроводе – $t_{тр} = 50$ °С. Определим потребный 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, просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}}, \text{ кг/ч} \quad (1.1)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ($k = 1-2$); c – коэффициент, учитывающий влияние давление газа в аппарате; v – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением, м³; M – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре; T – абсолютная температура газов в аппаратуре, К.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000G}{x_H - x_B}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.2)$$

где L , м³/ч – потребный воздухообмен; G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_B , мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [43]; x_H , мг/м – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест.

Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате представлен в таблице 9.5.

Таблица 9.5 - Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате

Давление p , атм	до 2	2	7	17	41	161
c	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

Расчет: определяем величины утечек бутана из аппаратуры и трубопроводов. Принимаем $k = 1,4$; $c_a = 0,25$; $c_{тр} = 0,182$ согласно методическим материалам; $M = 58$ для бутана. Утечка газа из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1,4 \times 0,25 \times 2,5 \sqrt{\frac{58}{328}} = 0,37 \text{ кг/ч}$$

Утечка газа из трубопроводов составляет:

$$G_{тр} = 1,4 \times 0,182 \times 1,5 \sqrt{\frac{58}{323}} = 0,16 \text{ кг/ч}$$

$$G = G_a + G_{тр} = 0,37 + 0,16 = 0,53$$

Используя данные методических материалов, находим, что для бутана $x_n = 300 \text{ мг/м}^3$; $x_b = 200 \text{ мг/м}^3$. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{1000 \cdot 0,44}{300 - 200} = 5,3, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Ответ: $L = 5,3 \text{ м}^3/\text{ч}$

9.2.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место. О случившемся немедленно доложить по радиосвязи начальнику смены, либо непосредственному начальнику, для получения дальнейших указаний.

Категорически запрещается преследование медведей (в том числе на автотранспорте), стрельба по ним с целью отпугивания [48].

9.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

9.3.1 Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

9.3.2 Опасность поражения электрическим током

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека,

рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	Переменный ток	Постоянный ток
	50-60 Гц	
0,5-15	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ IEC 61140-2012 [49] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

9.4 Экологическая безопасность

Основные вредные воздействия и природоохранные мероприятия провидены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО
Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокompрессорной станции

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[50] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 9.8 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

9.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможно нарушение целостности технологического оборудования, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется

взрывоопасная газовоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара на установках предусмотрены средства пожаротушения. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации. [46]

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[51] приведены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ п п	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[43]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Площадка подогревателей	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3

2	Технологическая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
3	Резервуарный парк	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
4	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	А	II	В-1а	ПА-Т3
5	Емкости подземные аварийные и дренажные	Ан	-	В-1г (укрытие насоса- В-1а)	ПА-Т1 ПА-Т3
6	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	Ан Г	- -	В-1г -	ПА-Т1 ПА-Т3 -
7	Площадка слива-налива нефти	Ан	-	В-1г	ПА-Т3
8	Блок дозировки реагента	А	IV	В-1а	ПА-Т3
9	Склад химреагентов	Ан	-	В-1г	ПА-Т3

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров; наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей; возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования; наличием электрооборудования; наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов; несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов; возможность возникновения заряда статического электричества.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

Вывод:

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

Заключение

В литературном обзоре были рассмотрены причины образования солеотложений, механизм их образования и факторы, влияющие на процессы кристаллизации солей и образования отложений. На состояние пересыщения водной системы влияют: химический состав пластовых и нагнетаемых вод; состав пород, слагающих продуктивный пласт; динамика обводнённости добываемой продукции; изменение условий

разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

В аналитическом обзоре был рассмотрен вопрос прогнозирования выпадения солей, различные методики определения количества осадка.

Подготовка нефти, обводненной на 45%, на нефтегазоконденсатном месторождении S осуществляется в три ступени сепарации, с подачей деэмульгатора, для разрушения водонефтяной эмульсии, и ингибитора коррозии, с применением путевых подогревателей и отстоем нефти в РВС-1000. Попутный газ отводится на утилизацию: на собственные нужды и на дальнейшую подготовку для продажи. Подготовка подтоварной воды заключается в отделении от подогретой до 55 °С нефти на второй ступени сепарации и дальнейший её отстой в РВС-700, далее подготовленная вода насосами ЦНС 45/1900 через распределительную гребёнку по трубопроводу диаметром 159 мм и длиной 2000м поступает в нагнетательную скважину для закачки в пласт. Проблема заключается в образовании отложения карбоната кальция в насосном оборудовании и трубопроводах системы поддержания пластового давления.

Установлен тип воды хлоркальциевый.

Произведен расчет вероятности выпадения карбоната кальция при помощи индекса Ланжелье. При температуре 55 °С составил 0,865, а при снижении температуры до 32 °С составил 0,493. Снижение температуры приводит к уменьшению вероятности образования солеотложений.

Произведен расчет количества карбоната в зависимости от температуры. По результатам расчета выявлено, что при температуре воды 55 °С будет

происходить выпадение карбоната кальция, что коррелирует с реальными данными. При снижении температуры до 32 °С вероятность выпадения соли снижается. Данная температура обеспечивает кратное уменьшение количества выпадающих солей до 0,06 мг/л. Снижение количества выпадающих солей приведет к увеличению срока службы насоса.

Предложено ввести в технологическую схему УПН теплообменник для охлаждения подтоварной воды после второй ступени сепарации за счет теплообмена с сырой нефтью, поступающей на установку подготовки.

Рассчитана необходимая площадь теплообмена для текущих условий: 60 м².

Подобран кожухотрубчатый теплообменник 600ТНГ-4,0-М22/25х2Г-6-4-У.

Научная новизна работы заключается в предложении понизить температуру перекачиваемой подтоварной воды перед подачей в трубопровод.

Практическая значимость заключается в уменьшении количества выпадающих солей, следствием чего будет увеличение МРП насоса, перекачивающего подготовленную воду в систему ППД.

Список публикаций студента

1. Кудешов А.А. Оценка вероятности выпадения солей из пластовой воды/ А. А. Кудешов; науч. рук. Л. В. Шишмина // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: — Томск: Изд-во ТПУ, 2020 — Т. 2 — [С. 99-100].

2. Кудешов А.А. Технология процесса сепарации и повышения степени извлечения конденсирующих углеводородов из нефтяного газа / А. А. Кудешов; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г.: — Томск: Изд-во ТПУ, 2020 — Т. 2 — [С. 557-558].

Список использованных источников

1. Ежова А.В. Методы изучения зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений на примере литолого-геофизических исследований «Х» нефтяного месторождения (Томская область) / Ежова А.В., Меркулов В.П., Чеканцев В.А. – Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. Нефтегазовая геология – 2015. – вып. 1(21) – С. 53-63.
2. Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В., Антипин Ю.В., Сыртланов А.Ш. – М.; ВНИИОЭНГ, 1983. – 100 с.
3. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов – М: Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко – М.; 2004. – 432 с.
5. Драбович К.Н. Физика. Практический курс для поступающих в университеты / Драбович К.Н., Макаров В.А., Чесноков С.С. – М.; ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 544 с.
6. Матусевич Л.Н. Кристаллизация из растворов в химической промышленности. / Матусевич Л.Н. – М.; Химия, 1968. – 304 с.
7. Бетехтин А.Г. Курс минералогии. 2-е изд., испр./ Бетехтин А.Г – М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охраны недр, 1956. – 558 с.
8. Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: Аналитические методы./ Маркин А.Н., Суховерхов С.В., Бриков А.В. – Южно-Сахалинск: Сахалинская областная типография, 2016. – 212 с.
9. РД 39-0148311-605-86. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов.
10. Кинетика кристаллизации карбоната кальция в условиях стехиометрического соотношения компонентов / Почиталкина И.А., Кекин П.А.,

Морозов А.Н. и др. – Журнал физической химии. 2016. Т. 90. № 12. С. – 1779–1784.

11. Бриков А.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство по борьбе с образованием солей / Бриков А.В., Маркин А.Н. – М.; Де`Либри, 2018. – 335 с.

12. Фрумина Н.С. Аналитическая химия кальция. Аналитическая химия элементов / Фрумина Н.С., Кручкова Е.С., Муштакова С.П. – М.; Наука, 1974. – 252 с.

13. Фрумина Н.С. Аналитическая химия бария. / Фрумина Н.С., Горюнова Н.Н., Еременко С.Н. – М.; Наука, 1977. – 199 с.

14. Мурашкевич А.Н. Теория и методы выращивания монокристаллов: учеб. пос. для студентов специальности «Химическая технология неорганических веществ, материалов и изделий». / Мурашкевич А.Н., Жарский И.М. – Минск: БГТУ, 2010. – 214 с.

15. Выращивание кристаллов из растворов. 2-е изд., перераб. и доп. / Петров Т.Г., Трейвус Е.Б., Пунин Ю.О. и др. – Л.; Недра, 1983. – 200 с.

16. Шубников А.В. Образование кристаллов. / Шубников А.В. – М.; Издательство академии наук СССР, 1947. – 74 с.

17. Ostwald W. Lehrbuch der allgemeine Chemie / Ostwald W –. Leipzig. Engelmann, 1902. – Vol. 886.

18. Volmer M., Kinetik der Phasenbildung / Volmer M., Dresden u. Leipzig. Steinkopff, 1939. – P. 49-70.

19. Киреев В.А. Краткий курс физической химии / Киреев В.А. – М.: Госхимиздат, 1959. – 539 с.

20. Товбин М.В. Стабильность пересыщенных растворов солей / Товбин М.В., Краснова С.И. – Журнал физической химии. 1951. Т. 25. Вып. 2. – 161 с.

21. Гапон Е.Н. О природе индукции при выделении солей из пересыщенных растворов / Гапон Е.Н. – Журнал русского физико-химического общества. Ч. «Химия». Вып. 9. 1929. –. 61 с.

22. Технологический регламент установки подготовки нефти ЦДПНГ и К «Х» НГК, 2018. 195 с.
23. Кашавцев В.Е., Гаттенбергер Ю.П., Люшин С.Ф. Предупреждение солеобразования при добыче нефти. М.: Недра, 1985. 215 с.
24. Глущенко В.Н., Денисова А.В., Силин М.А., Пташко О.А. Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования от коррозии и солеотложений. Уфа: Китап, 2013. 592 с.
25. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. Уфа: Башкирское книжное издательство, 1987. 168 с.
26. Емков А.А. Методы борьбы с отложениями неорганических солей в оборудовании подготовки нефти. Серия: Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. Вып. 4. 51 с.
27. Люшин С.Ф., Глазков А.А., Галеева Г.В., Антипин Ю.В., Сыртланов А.Ш. Отложения неорганических солей в скважинах призабойной зоны пласта и методы их предотвращения. М.: ВНИИОЭНГ, 1983. 100 с.
28. Присяжнюк В.А. Физико-химические основы предотвращения кристаллизации солей на теплообменных поверхностях // Сантехника, отопление, кондиционирование. 2003. № 10. С. 26 – 30.
29. Шангараева Л.А. Обоснование технологии предотвращения выпадения сульфата бария в скважинном оборудовании Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения: дис. ... канд. тех. наук. СПб.: 2013. 140 с.
30. Хуршудов А.Г., Залялиев М.А., Плечев А.В., Никифоров С.Ю. Предотвращение отложений сульфата бария путем магнитной обработки жидкости // Нефтяное хозяйство. 1995. № 5 – 6. С. 56 – 58.
31. Исаков А.В. Активная защита оборудования от солеотложений // Инженерная практика. 2014. № 2. С. 10 – 11.

32. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании // Инженерная практика. 2009. № 12. С. 12 – 15.
33. Абдуллаев А.Н., Мудуев М.М., Султанов Ю.И. Ультразвуковой способ предотвращения твердых отложений // Нефтепромысловое дело. 1979. № 7. С. 13 – 14.
34. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale Control in Deepwater Fields: use Interdisciplinary Approach to Control Scale // World Oil. 2005. Vol. 226. Issue 9. P. 75 – 80.
35. Kelland M.A. Production Chemical for the Oil and Gas Industry. Boca Raton: CRC Press, 2014. 400 p.
36. Силин М.А. Промысловая химия. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. 350 с.
37. Сюр Т.А. Анализ эффективности методов защиты ГНО, применяемых на месторождениях ООО «Лукойл-Пермь» // Инженерная практика. 2012. № 12. С. 38 – 43.
38. Денисова А.В. Результат применения ингибитора коррозии и солеотложений производства ООО «Флэк» при защите ГНО в России, Казахстане и Белоруссии // Инженерная практика. 2012. №12. URL: <https://glavteh.ru/результаты-применения-ингибиторов> (дата обращения: 04.05.2021).
39. Рагулин В.В., Абдрашитов Н.З., Телин А.Г., Жапаров Н.С., Данабаев А.С., Дильмаганбет Н.С. Адаптация методов борьбы с осложнениями в процессах нефтедобычи на Узеньском месторождении // Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений: тез. междунар. науч.-практ. конф. Актау, 2019. С. 381 – 393.
40. Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Мусин Р.Р. Повышение эффективности эксплуатации скважин при добыче сероводородсодержащей продукции // Нефтяное хозяйство. 2006. № 12. С. 118 – 120.

41. Валекжанин И.В., Волошин А.И., Кушнарченко Д.В., Кунаев Р.У. Задачка ингибитора в пласт Верхнечонского месторождения для предупреждения отложения гипса из попутно-добываемых рассолов // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 5. С. 55 – 58.

42. Ганиев И.М., Волошин А.И., Рагулин В.В., Гарифуллин А.Р., Акимов О.В., Михайлов А.Г. Результаты проекта системы новых технологий «Защита от солей высокодебитных скважин» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2010. № 1. С. 42 – 45.

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

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

45. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

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

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

48. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

49. ГОСТ ИЕС 61140-2012 Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования

50. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов

51. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

52. Букаты М.Б. Численные методы моделирования геомиграции радионуклидов: Учеб. пособие. - Томск: Изд. ТПУ, 2010. - 96 с.

53. Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. Процессы и оборудование системы сбора и подготовки нефти, газа и воды:/ Ишмурзин А.А., Храмов Р.А. – Учеб, пособие. -Уфа: Изд-во УГНТУ, 2003. -145 с.

54. Технопарк. Теплообменное оборудование [Электронный ресурс]. -
Режим доступа: <http://www.tehnoto.ru/>, свободный. - Загл. с экрана.

Приложение А

(справочное)

Methods to prevent salt deposition

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Кудешов Артем Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ВРИО ректора ТПУ	Яковлев Андрей Александрович	д.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

Methods to prevent salt deposition

Salt deposits is a constant companion of the operation of downhole and underground equipment both at the initial and final stages of oil field development. Despite the various causes of the salt deposition process, its consequences equally negatively affect the efficiency of oil production. Accumulating in production wells and in oil gathering, deposits of inorganic salts spoil expensive equipment, lead to repair work and, as a result, to a shortage of oil. The problem of salt deposition in the majority of actively developed oil fields in recent years has become particularly relevant due to the increase in the volume of produced reservoir fluid and the increase in the water cut of the extracted products. This chapter describes the existing methods for preventing salt deposition, classified into technological, physical, and chemical methods.

The currently used methods of developing oil fields with maintaining reservoir pressure by injecting water lead to complications in oil production caused by salt formation in the bottom-hole zone (BHZ) and oilfield equipment [2]. The urgency of the problem of salt deposition is associated with the increase in the volume of produced reservoir fluid in most actively developed oil fields and the increase in the water cut of the extracted products. The tendency to increase the number of wells complicated by salt formation is noted by many oil companies [4, 23 27].



Figure 1 – Salt deposition of calcium carbonate in the pipeline

To prevent salt formation in oil production is carried out in two directions — the removal of formed deposits and the prevention of their formation. As practice shows,

the cost of preventing salt deposition is ten times less than the financial losses that arise when eliminating the consequences of salt deposition in oil-producing equipment. Based on the economic efficiency, depending on the conditions and features of the operation of the object, different approaches can be used to prevent salt formation. The existing methods of preventing salt deposits can be divided into physical, chemical and technological [25].

Physical methods

Physical methods include: effect to aqueous salt solutions by magnetic, acoustic or electromagnetic fields.

In oilfield practice, equipment with permanent magnets is used.

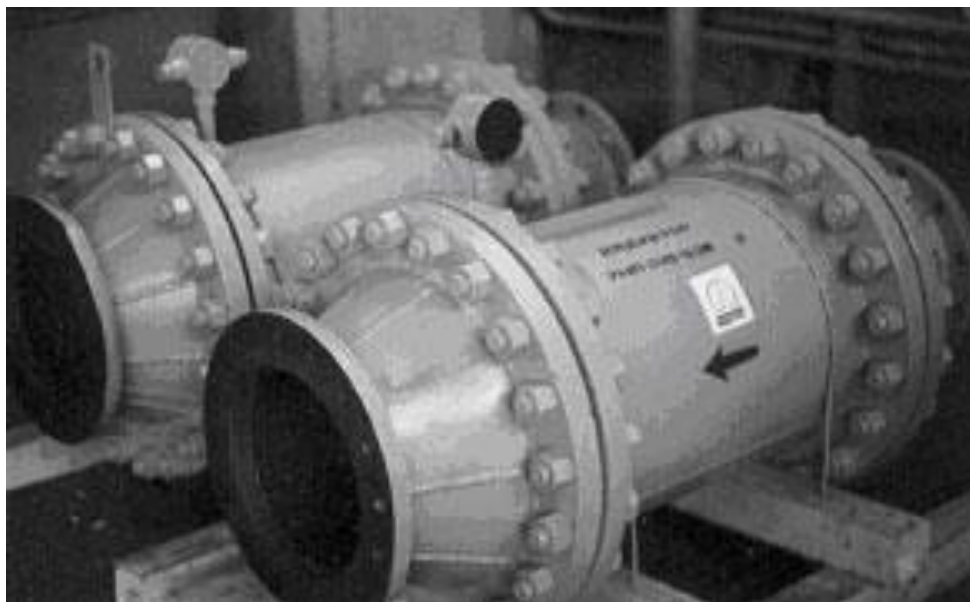


Figure 2 – Equipment with permanent magnets is used

Gas-liquid mixtures, passing through a magnetic device, change the structure of the salts, while reducing the adhesion to the surface of metal equipment [28, 29]. A number of researchers have noted the influence of the electromagnetic field on the deposits of barium salts during pilot tests. Thus, at the Urievskoye field, it was observed that constant contact with the flow of magnetized liquid contributes to the transformation of solid deposits of barium sulfate into porous and loose ones [30].

Based on the research data on the influence of electromagnetic pulses on the process of salt formation, the company “Pilot” enterprise developed the “Pilot-1”

resonant-wave complex (RWC). With the use of RWC "Pilot-1", the average failure interval on the tested wells at the enterprise in PJSC Rosneft oil company increased from 79 to 229 days. In PJSC Bashneft there was an increase in the average failure interval, which led to the decision on the industrial implementation of RWC "Pilot-1" [31]. The equipment for magnetic processing of "Integra Tech Associates" and "Magnetic Technology Australia" is also known, among the Russian manufacturers — the company "Neftegaztehnologiya", which produces the "NBF-1A" system activator. According to the statistics of the manufacturer "Neftegaztehnologiya", the processing of wells in LLC RN-Purneftegaz with the "NBF-1A" activator doubled the failure interval — from 146 to 280 days [32].

The use of an electromagnetic field also leads to a decrease in the adhesion of salts to the surface of metal equipment, but the method requires a constant source of electricity [27, 29].

The principle of operation of the acoustic method consists in the creation of an acoustic field by the emitter, which allows to prevent or weaken the process of salt formation [33]. As a result of intensive cavitation, the salt crystals formed are suspended in the liquid volume and do not settle on the surface of the equipment [27].

Despite the positive test results, magnetic, electromagnetic and acoustic devices are not used everywhere. The fact is that the use of these devices does not exclude the formation of salt deposits in the path of liquid movement, has a local impact, protects small areas of equipment near the device installation location.

Technological methods

The use of different types of coatings of equipment and parts made of special materials is one of the technological methods. Such coatings, which have low adhesion to fallen deposits, include coatings and parts made of polymers, enamels, lacquers and glass. The complexity of application to the surface, short duration and high cost are the main disadvantages of coatings. An example is the Baker Hughes Centrilift equipment developed by the company "Dupont". Among the Russian manufacturers, the company "Izhnefteplast" is known [32].

The use of design changes in the location of the pumping equipment allows you to slow down the salt deposition. It is believed that the increase in the flow rate makes it difficult to form gypsum deposits in the production string [4].

The preparation and use of special waters that are chemically compatible in their composition with reservoir waters can significantly reduce the intensity of salt deposits during well operation. The prevention of salt deposition is achieved by excluding the mixing of incompatible waters. Advantages — high efficiency, maintaining the productivity of wells; disadvantages — high cost and complexity of execution.

The use of non-reactive methods does not affect the causes of salt formation, so it does not exclude the formation of precipitation. These methods increase the duration of uninterrupted operation of the equipment, but are only auxiliary measures to protect it.

Chemical methods

Currently, the use of salt deposit inhibitors to prevent complications is the most common and effective method in technical and economic terms [23, 34].

The oil industry has a wide range of salt deposit inhibitors, organic derivatives of phosphonic and phosphoric acids, polymers and copolymers of acrylic and maleic acids, non-inogenic polyphosphates, low-molecular-weight polycarboxylic acids and various compositions are used [4, 23, 35, 36]. The desire for rational use of natural resources requires optimization of the quantity and properties of chemical reagents. One of the priority areas is the creation of environmentally friendly reagents and technologies for oilfield chemistry. Among the variety of organic compounds, polysaccharides represent a large group of natural substances, which is recognized as environmentally safe and non-toxic. The properties of polysaccharides are not fully understood, and there is reason to believe that their study may lead to the creation of new active bases of salt deposition inhibitors. Various water-soluble polysaccharides affect the crystal formation, morphology, and particle size of calcium salts; there is evidence of the creation of new effective and biodegradable inhibitors of salt deposition [36].

The effectiveness of salt deposit prevention depends on both the nature of the inhibitor and the method of its application. The constant presence of the reagent in the solution allows you to achieve positive results, regardless of the type and mechanism of action of the inhibitor. At the same time, the introduction of an inhibitor before crystallization can achieve better results]. The technology of using inhibitors depends on the location of the salt deposition zones, the properties of the reagent, the characteristics of the bottom-hole formation zone, the design features of the well, ground equipment, etc. [4].

The main methods of using inhibitors include continuous feeding into the annular space of the well by ground metering devices directly or through a capillary, periodic feeding of the inhibitor into the annular space of wells, periodic squeezing of the inhibitor into the bottom-hole zone of the productive formation, placement of the inhibitor in the bottom-hole zone of the formation during its hydraulic fracturing, dosing with deep dispensers into downhole equipment.

The method of continuous supply of inhibitors is one of the most common, in which the optimal flow rate of the inhibitor is achieved, but it requires monitoring the operation and maintenance of the controlled volume pumps by personnel. This technology has a number of disadvantages: firstly, it does not exclude the formation of deposits in the bottom-hole zone of the well, and secondly, pauses in the supply of the inhibitor lead to the formation of salt deposits in the deep-pumping equipment. Resuming the supply of the inhibitor does not lead to the removal of deposits that occurred during a break in the supply of the reagent [23].

Continuous supply of the inhibitor is achieved by using different dosing devices installed at the wellhead. Accurate dosing of salt deposition inhibitors can be achieved by using small-flow controlled volume pumps through capillary systems. The capillary system ensures the delivery of the reagent to the required input point (at the pump reception, in the perforation zone, etc.) with the most effective dosage. The technology is applicable for any water cut of the well production with a flow rate of up to 1500 m³ of liquid per day.

The enterprises of LLC "Synergy-Leader", LLC "Permgeokabel", LLC Engineering Company "Inkomp-Neft" produce various types of capillary systems. The work on standardization of capillary systems ensures the interchangeability and joint use of capillary pipelines from different manufacturers. Services for equipping wells with these systems are provided by such service companies as Schlumberger, Halliburton, BakerHughes, Watherford, etc. In Russia and the near abroad, dosing through capillary systems has proved effective in the fields of LLC "Lukoil-Perm" [37] and enterprises of Kazakhstan in the fight against barite deposits [38, 39]. Constant monitoring and maintenance of the ground-based metering plant, the risk of damage to the capillary pipeline are the disadvantages of this technology.

For the technology of continuous dosing and feeding the extracted liquid into the flow, different downhole depth dispensers are used, which allow for the dosing of both liquid and solid inhibitors. They allow you to use concentrated reagents, feed them directly into the flow of the extracted liquid. The technology using a submerged container is cost-effective for low-flow wells (preferably up to 40 m³/day) with low failure interval (less than 100 days), since the amount of reagent in the container is limited and additional refueling of the deep dispenser is possible only after the equipment is removed from the well.



Figure 3 – Depth dispensers

The authors [40] proposed a method for protecting the inter-pipe space of wells by introducing inhibitors in the form of a stable nitrogen-based foam through the casing valve. Such treatments with the use of foam compositions are carried out in wells where salt deposits with a predominant content of iron sulfide are observed.

Under the condition of salt deposition in the bottom-hole region, it is desirable to feed the reagent into the well formation (setting the salt deposition inhibitor). Practice has shown that in field conditions the most convenient way to perform is the method of periodic injection of the inhibitor into the bottom-hole region [23, 25]. The use of the technology allows us to successfully prevent the formation and deposition of various salts in the bottom-hole region and on pumping equipment. It is recommended to use inhibitors containing not only the active base, but also additional components (surfactants, alcohols, etc.), which contribute to a more complete absorption of the reagent by the formation [41]. Within the framework of the project "Systems of New Technologies", research and implementation of the technology of setting salt deposition inhibitors in the formation were carried out [42]. The work

included the research part, pilot field tests and analysis of the effectiveness of technology implementation. Further application of the developed technologies made it possible to fruitfully exploit the wells of the fields of LLC RN-Purneftegaz and LLC RN-Yuganskneftegaz. The experience of carrying out treatments revealed both positive and negative aspects of the technology [25]. The advantages of the method are the ease of implementation and a high percentage of successful well treatments. The main disadvantage is the rapid and uneven removal of the reagent, i.e. a large consumption of the inhibitor. For example, at the Talinskoye field of OJSC “TNK-Nyagan”, the removal of the inhibitor reached 200 mg/m³ on the first day [38]. The inability to adjust the dosage of the reagent in some cases reduces the effectiveness of the technology due to the incompatibility of reservoir waters with a high content of desorbing inhibitor in the aquatic environment.

The technology of dosing the inhibitor through the reservoir pressure maintenance system consists in injecting the inhibitor through the Water Injection station (WIS) into the injection well for a certain time with a calculated frequency. The reservoir works as an averaging capacity, the concentration of the inhibitor is close to constant. This method is effectively applicable when acting simultaneously on a group of salt-forming production wells that have stable hydrodynamic connections with injection wells. In this case, the inhibitor should be minimally adsorbed on the surface of the rock pores. This technology is applicable in fields with an area and focal flooding system, with small distances between the injection and production wells, allowing the inhibitor to pass the path to the production wells in a short time with minimal losses [23]. Due to the significant unproductive losses of the inhibitor in wells with increased water cut, the technology of injecting the inhibitor through the reservoir pressure maintenance system is economically inefficient in comparison with the technologies of setting the inhibitor into the reservoir and constant dosing. The method of injecting an inhibitor through the reservoir pressure maintenance system is competitive when processing a group of wells of the injection fund, while the fund of producing wells complicated by salt deposition is significant.

Currently, technologies of periodic filling of the inhibitor and its constant dosing into the annulus of the well directly or using capillary systems are mainly used [4].

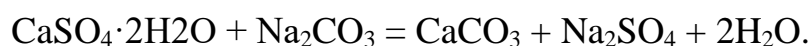
Methods for removing inorganic salts

Removal of deposits of inorganic salts is possible in two ways: mechanical and chemical. Mechanical methods of removing sediments consist in breaking and grinding salt deposits using milling cutters, impact tools; hydro-mechanical jet methods (adding a solid phase to the water jet); cleaning with scrapers. Chemical methods are the treatment of wells with reagents that dissolve inorganic salts.

Carbonate deposits are effectively removed by acid solutions. Protection of oilfield equipment is provided by the introduction of corrosion inhibitors into acid solutions. The greatest use in acid treatments of metal surfaces is found in hydrochloric acid, in small amounts organic acids: acetic, formic, citric, sulfamic [4].

The removal of sulfate deposits is possible by converting the sediment with further dissolution of the reaction products with acid. The most widely used solvents are carbonates, sodium bicarbonates, sodium and potassium hydroxides.

For example, the conversion of gypsum deposits under the influence of sodium carbonate takes place in accordance with the reaction:



Next, the calcium carbonate is dissolved with a solution of hydrochloric acid:



This method is most effective at the initial stage and for the removal of porous, loose deposits [23].

Satisfactory results can be obtained by treating gypsum deposits with a 15 % solution of hydrochloric acid. The improvement of the solubility of calcium sulfate in the acid composition is facilitated by the preliminary introduction of inorganic salts that do not share ions with CaSO_4 , for example, NaCl .

Also, chelate compounds are used to combat deposits, dissolving and binding calcium and barium ions into chelate complexes. For example, alkaline solutions of ethylenediaminetetraacetic acid (EDTA) dissolve both carbonate and sulfate deposits.

Unfortunately, EDTA processing is slow and expensive [32]. Company “Akzo Nobel” has developed “Dissolvine GL” and “Dissolvine®M-40” solvents based on GLDA (glutamic acid-N, N-diacetic acid) and MGDA (methylglycine-N, N-diacetic acid), capable of removing carbonate, sulfate and sulfide deposits.

Before starting work on the treatment of sediments, it is necessary to determine the location, amount and nature of salt deposits. To select the type of reagent for removing salt deposits, you need to know the composition of the deposits. A 10 – 12 fold excess of the reagent relative to the mass of the precipitate ensures a minimum reaction time. The best results are achieved with continuous circulation of the solution according to the "tank — pump — well — tank" scheme, which allows for the systematic removal of reaction products from the well.

Conclusion

The current stage of operation of most oil fields in Russia is associated with the extraction of large volumes of associated water to the surface. As a result of the increase in waterlogging of the extracted products, the risk of salt deposition also increases. Questions about the fight against salt deposition remain relevant at the moment. The control of salt deposits in downhole equipment does not have universal approaches, each case of salt formation has its own individual approach, and the reason for the formation of deposits should be studied at specific fields, taking into account all geological, physical and technological factors. The prevention of salt formation should be a constant focus of the control of salt deposits.