

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ ПРИ БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ И СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В СКВАЖИНАХ

УДК 622.276.72:620.197.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Моисеев Евгений Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев Иван Васильевич	к. ф. м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И.В.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			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)	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»	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

	<p>3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	---	---	---	--

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ03	Моисееву Евгению Геннадьевичу

Тема работы:

Анализ и оценка эффективности применения ингибиторов при борьбе с коррозией и солеотложениями	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№63-14/с от 04.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Особенности эксплуатации скважин в осложненных условиях на поздних стадиях разработки; основные зоны солеотложений и их влияние на эксплуатацию скважин; влияние коррозии на подземное оборудование; методы и технологии борьбы; геология месторождения; применение ингибиторов, оценка эффективности и рекомендации; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.</p>

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Схемы технологий.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В., д. э. н., профессор
Социальная ответственность	Сечин А.А., к. т. н., доцент
Иностранный язык	Матвеев И.А., д.ф.н., профессор
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Проблемы и решения коррозии в нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-5	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к. ф. м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Моисеев Евгений Геннадьевич		

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

Студенту:

Группа 2БМ03	ФИО Моисеев Евгений Геннадьевич
-----------------	------------------------------------

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение операций с ингибиторами солеотложений на нефтяном месторождении «Х»
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ МПР №639 от 20 сентября 2019 года
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности применения ингибитора солеотложений на месторождении «Х» по предложенным вариантам закачки в скважину
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат на проведение операций с ингибиторами солеотложений на нефтяном месторождении «Х» посредством технологии постоянного дозирования СУДР
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности внедрения технологии постоянного дозирования СУДР

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ
2. Экономическая эффективность ингибиторов солеотложений

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Моисеев Евгений Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ03		ФИО Моисеев Евгений Геннадьевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Анализ и оценка эффективности применения ингибиторов при борьбе с коррозией и солеотложениями в скважинах	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объектом исследования является химические реагенты Область применения на нефтедобывающем производстве Рабочая зона: <u>полевые условия</u> Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: различные способы подачи химических реагентов в скважины</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Характерные для проектируемой рабочей зоны: Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому сотруднику работающему на месторождении по пол литра молока в день.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием. Расстановка техники согласно технологической схеме. Технологические перерывы в работе. Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ. Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля. Проведение повторных инструктажей по технике безопасности</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные вещества: Воздействие вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры.</p> <p>Повышенный уровень шума на рабочем месте: Цементировочный агрегат (ЦА-320), Передвижная паровая установка (ППУ), Буровые установки</p> <p>Отклонение показателей климата на открытом воздухе: Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия</p>

	<p>по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.</p> <p>Механические опасности: Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.</p> <p>Статическое электричество: Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом;</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на литосферу: ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохранных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);</p> <p>Воздействие на гидросферу: Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену;</p> <p>Воздействие на атмосферу: Эксплуатация объектов нефтедобычи связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборных трубопроводов и трубопроводов ППД.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: Разлив нефти</p> <p>Принимать меры по ликвидации ее последствий: Использование механических, термических и физико-химических методов ликвидации разливов нефти.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Моисеев Евгений Геннадьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страниц, 9 рисунков, 47 таблиц, 24 источника, 4 приложения.

Ключевые слова: Нефтяное месторождение, солеотложение, ингибитор, технология подачи ингибитора, погружное оборудование.

Объектом исследования являются ингибиторы солеотложения и технологии подачи их в скважину.

Цель работы – Анализ процесса образования солеотложения и коррозии, выбор оптимальных ингибиторов и подбор подходящей дозировки ингибитора

В процессе исследования изучались негативные влияния солеотложений на работу глубинно-насосного оборудование, рассматривались наиболее применяемые технологии подачи ингибитора в скважину, а также проведён углубленный анализ ингибиторов солеотложения, подобраны оптимальные дозировки для конкретных случаев.

Область применения: разработаны рекомендации для достижения наилучших показателей межремонтного периода (МРП) и средней наработки на отказ (СНО). Даны рекомендации по применению ингибиторов и способов их подачи на месторождениях Западной Сибири для защиты от солеотложений и коррозии.

Задачи исследования:

1. Определить геолого-физические характеристики исследуемого объекта;
2. Проанализировать механизм и причины возникновения солеотложений и коррозии;
3. Установить дозировки и сравнить эффективности жидких, твердых и летучих ингибиторов;
4. Определить экономическую эффективность внедрения СУДР на скважину и закачку через него ингибитора

Список обозначений и сокращений:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПРС – подземный ремонт скважин;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ИС – ингибитор солеотложения;

ПДК – постоянно-действующая комиссия;

МБРХ – мобильный блок реагентного хозяйства;

СУДР – система устьевой дозировки реагента;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЗУМПФ – зона успокоения механических примесей и флюида;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ЗСП – защита срыва подачи;

ПЗП – призабойная зона пласта;

СПО – спуско-подъемные операции;

ОПИ – опытно-промышленное испытание;

ППУ – передвижная паровая установка;

УПН – установка подготовки нефти;

ЗУ – замерная установка;

ННП – нефть и нефтепродукты;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

ГЖ – горючая жидкость;

ПСК – погружной скважинный контейнер.

Оглавление	
ВВЕДЕНИЕ	17
1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ	19
1.1 Основные зоны солеотложений и их влияние на эксплуатацию скважин.	21
1.1.1 Призабойная зона скважины и зона перфорации	21
1.1.2 Эксплуатационная колонна (ЭК)	22
1.1.3 Поверхность рабочих органов ГНО	22
1.1.4 НКТ, наземные коммуникации	23
1.2 Коррозия как результат воздействия солей. Ее влияние на подземное и наземное оборудование	24
1.2.1 Области коррозионных дефектов и их воздействие на эксплуатацию	25
1.3 Методы и технологии борьбы с солеотложениями	27
1.4 Обзор методов предотвращения отложений солей и коррозии скважинного оборудования	31
2 ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	35
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	35
2.2 Продуктивные пласты	36
2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов	40
3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ	44
3.1 Характеристика лабораторных испытаний ингибиторов	44
3.2 Методика лабораторных испытаний ингибиторов	50
3.2.1 Испытание ингибиторов солеотложений	50
3.2.2 Эффективность ингибиторов коррозии	50
3.3 Анализ ингибиторов солеотложений и коррозии	52
3.3.1 СОНСОЛ 2001 Б	52
3.3.2 ИНГСОЛ	58
3.3.3. АЗОЛ 3010 А	64
3.3.4 ИПРОДЕН Л-1 А	69
3.3.5 ИФХАН-90	71

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
4.1 Определение размера капитальных вложений в технологию	76
4.2 Расчет эксплуатационных затрат.....	78
4.3 Расчет НДС.....	79
4.4 Оценка экономической эффективности.....	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
5.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности	82
5.2 Анализ вредных производственных факторов.....	83
5.3 Анализ опасных производственных факторов.....	85
5.4 Охрана окружающей среды	91
5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях	95
5.6 Пожарная безопасность	96
5.7 Вывод по разделу	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ А	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ В	124
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	125

ВВЕДЕНИЕ

Большинство месторождений Западной Сибири на современном этапе находятся на последних стадиях разработки, что характеризуется низким темпами добычи, высокой обводненностью, сокращением добываемого фонда. Практически весь фонд скважин эксплуатируется механизированным способом, преимущественно при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Запасы месторождений Западной Сибири выработаны не полностью и перед недропользователями стоит задача максимально увеличить основные показатели разработки месторождения.

Порядка 43% эксплуатационного фонда работает в осложнённых условиях, что приводит к потерям добычи нефти, увеличению её себестоимости, уменьшению межремонтного периода (МРП) и средней наработки на отказ (СНО) глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Процесс механизированной добычи нефти осложняется различными факторами по причине наличия тех или иных естественных природных компонентов в составе нефти, пластовой воде, попутно добываемом газе и их взаимодействие между собой при смешении, а также их негативным влиянием на эксплуатацию ГНО, используемого в процессе добычи нефти.

К основным видам осложняющих факторов относятся:

- Солеотложения;
- коррозионная агрессивность добываемой продукции;
- вынос механических примесей;
- высокая пластовая температура.

Негативное проявление осложняющих факторов приводит к преждевременному и не запланированному отказу ГНО, потерям нефти и дополнительным расходам на капитальный и подземный ремонт скважин.

Существует три основных направления методов борьбы с осложняющими факторами: предупреждающие методы, методы защиты и методы удаления.

Для месторождений на последних стадиях разработки рационально будет использовать методы защиты от коррозии и солеотложений. Чаще всего применяемым методом для борьбы с осложнениями в скважинах, эксплуатируемые УЭЦН, является ингибирование.

Однако для разных месторождений характерны различные отложения солей, что, в свою очередь, указывает на необходимость целенаправленного подбора ингибитора для месторождений, а в некоторых случаях и для отдельных групп скважин индивидуально.

Для более детального изучения проблемы в выпускной квалификационной работе было рассмотрено X нефтяное месторождение.

Цель: Анализ процесса образования солеотложения и коррозии на X месторождении, выбор оптимальных ингибиторов и подбор подходящей дозировки ингибитора.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- Определить геолого-физические характеристики исследуемого объекта;
- Проанализировать механизм и причины возникновения солеотложений и коррозии;
- Установить дозировки и сравнить эффективности жидких, твердых и летучих ингибиторов;
- Определить экономическую эффективность внедрения СУДР на скважину и закачку через него ингибитора.

1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ

Отложения солей происходит в результате химических взаимодействий, в процессе которых, на стенках скважин и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти химические вещества (соли) выпадают в осадок из растворов. В результате добычи нефти происходит наслоение твердых осадков, которые накапливаются на стенках скважин и компрессорных труб, а также в насосном оборудовании и наземном оборудовании, где происходит сбор и подготовка скважинной продукции. Главная причина появления неорганических солей это – закачка подготовленной воды в пласт и последующая добыча нефти попутно с минерализованной водой, которая находится в пласте, и подготовленной воды, которую закачали. Попутная вода содержит разное количество солей, которые в ней растворены. Этот параметр характеризуется общей минерализацией воды, который показывает содержание растворенных солей в воде.

Неорганические солеотложения могут образовываться в трех формах: тонкая накипь, расслоенная, кристаллическая. Первый тип в виде тонкой накипи или рыхлых хлопьев – имеют рыхлую структуру, проницаемы и легко удаляются. Второй тип в слоистой форме, такие как гипс, представляют собой несколько слоев кристаллов, иногда в виде пучка лучин, заполняющих все сечение трубы. Третий тип в кристаллической форме, такие как барит и ангидрит, образуют очень твердые, плотные и непроницаемые отложения. Барит настолько плотен и непроницаем, что с помощью химических обработок удалить его со стенок оборудования не представляется возможным.

Вариации солей, которые могут возникнуть при использовании глубинно-насосное оборудование (ГНО): карбонат кальция (CaCO_3), сульфат кальция (CaSO_4), карбонат магния (MgCO_3), хлористый натрий (NaCl), сульфат бария (BaSO_4), сульфат стронция (SrSO_4), сульфид железа (FeS).

Из всего вышеперечисленного можно отметить сульфаты бария и стронция, потому что их отложения считаются очень плотными и твердыми (рис. 1.1). Так же они плохо растворяются в растворителях. Именно поэтому они весьма нежелательны из всех органических и неорганических отложений, которые могут быть обнаружены при эксплуатации нефтяных скважин с высокой обводненностью добываемой продукции [1].



Рисунок 1.1 – Отложение $BaSO_4$ в НКТ

При добыче нефти наибольшую опасность представляют отложения, которые возникают на рабочих частях и металлических поверхностях УЭЦН. Образующийся на стенках твердый осадок, толщина которого 1 мм., может нарушать теплообмен, заклинивать электродвигатель, разрушить ось, либо вывести насос из строя.

В Западной Сибири на нефтяных месторождениях примерно около 70% отказов насосного оборудования приходится на образование солеотложений и засорение механическими примесями, которые, в свою очередь, являются твердыми осадками неорганических солей, которые не осели на стенках скважинного оборудования. В УЭЦН соль отлагается в следующих рабочих местах: на первых (45%) и последних ступенях насоса (21%), на корпусе ПЭД, гидрозашите, в газосепараторе и НКТ [2].

Главные причины отложения солей [5]:

1. Пластовая вода и закачиваемая вода различны по составу.
2. Перенасыщение вод.

В первом случае происходит перемешивание вод с различным составом, в результате чего эти воды реагируют друг с другом, с горной породой и могут образовываться осадки. Во втором случае происходит изменение давления и температуры в области ПЭД по сравнению с пластовыми условиями, и в связи с этими изменениями происходит испарение воды, выделение газов в области работы погружного электродвигателя (ПЭД), наиболее часто выпадают карбонатные соли, как пример можно привести карбонат кальция.

Процесс усиливается для карбоната кальция при снижении давления ниже давления насыщения нефти, а также при повышении температуры потока добываемой продукции, вызванной теплоотдачей работающего погружного оборудования

1.1 Основные зоны солеотложений и их влияние на эксплуатацию скважин

1.1.1 Призабойная зона скважины и зона перфорации

При образовании неорганических солеотложений в призабойной и в зоне перфорации снижается приток из пласта, повышается риск отключения насоса по ЗСП (защита срыва подачи), перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока. В призабойной зоне скважины давление, воздействующее на жидкость, испытывает наибольшие изменения. При эксплуатации скважин с низким забойным давлением (ниже давления насыщения) существует потенциальная возможность начала солевыведения в призабойной зоне еще на подходе к стволу скважины, там, где начинается процесс выделения газа. Отложение солей в призабойной зоне проблематично из-за высокой скорости потока. Однако, статистика последних лет по компании АО «Томскнефть» показывает достаточно быстрый темп снижения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) в ходе эксплуатации скважины с низким забойным давлением и ее восстановление при применении солянокислотных обработок. Это в некоторой степени подтверждает отложение карбонатных солей в призабойной зоне

скважины. Стоит отметить, что в любом случае, интенсивность отложений в ПЗП значительно ниже, чем в стволе скважины [5].

1.1.2 Эксплуатационная колонна (ЭК)

Снижается внутренний диаметр ЭК, риск прихвата, механические повреждения оборудования при проведении спуско-подъемных операций (СПО). Изменение давления влияет на растворимость карбоната кальция через изменение содержания растворенного диоксида углерода в водной фазе. Снижение давления при подъеме скважинной продукции вдоль эксплуатационной колонны уменьшает содержание CO_2 в воде и растворимость карбоната кальция, что приводит к его выпадению в осадок. Выделяющиеся из жидкости пузырьки газа в первую очередь возникают не в объеме жидкости, а на поверхности оборудования, что приводит к созданию на поверхности колонны благоприятных условий для зарождения микрокристаллов солей. Образующиеся микрокристаллы обладают гидрофобной поверхностью и благодаря этому интенсивно прилипают друг к другу и к поверхности колонны. В зоне работающего погружного электродвигателя из-за затрудненного теплопереноса, происходит нагрев потока скважинного флюида. Как показывает расчет, повышение температуры потока в зависимости от дебита скважины происходит на 4–15 °С. Так как с ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, то это приводит к отложению выпавшей соли на поверхности погружного электродвигателя (ПЭД). На многих скважинах солеотложения вызывают прихват УЭЦН в районе электродвигателя, в результате чего возникает риск повреждения и полет оборудования на забой [5].

1.1.3 Поверхность рабочих органов ГНО

Снижается коэффициент полезного действия (КПД) насоса, происходит деградация напорно-расходных характеристик УЭЦН, заклинивание и слом вала. Причинами интенсивного отложения карбоната кальция на колесах УЭЦН, является повышение температуры потока добываемой продукции из-за

теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя и выделение газа на нижних ступенях УЭЦН. Отложения в этой зоне могут привести к выходу из строя дорогостоящего насосного оборудования (рис. 1.2) [5].



Рисунок 1.2 – Отложение солей на ступенях электроцентробежных насосов

1.1.4 НКТ, наземные коммуникации

Повышаются потери напора УЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости, увеличиваются противодавления на устье. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем одну тонну нефти. Солеотложение крайне негативно влияет на безопасность эксплуатации наземных трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти, и аварийному остановке скважин. [5]

1.2 Коррозия как результат воздействия солей. Ее влияние на подземное и наземное оборудование

Коррозия металла – спонтанное разрушение металлов из-за химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. При появлении ржавчины на сплавах труб, погруженных в скважины, совершается не только потеря их массы, но также и непосредственно сокращение механической прочности, пластичности и иных свойств [5].

Можно отметить 3 показателя, характеризующих коррозию:

- Окислительно-восстановительный процесс;
- Самопроизвольный процесс, который возникает непосредственно по причине неустойчивости термодинамической системы;
- Процесс, развивающийся на поверхности металла.

В скважине контакт водогазонефтяной смеси и подземного оборудования может характеризоваться общей или локальной коррозией. При общей коррозии, коррозия реагирует со всей поверхностью металла или по части. Во втором случае, которая возникает чаще всего, происходит поражение металла точечно. При таком виде присутствуют сквозные дефекты. Во время эксплуатации глубинного оборудования отличают следующие разновидности местной коррозии:

- Сплошная равномерная коррозия;
- Поверхностная неравномерная коррозия;
- Коррозия пятнами;
- Язвенная коррозия;
- Точечная коррозия;
- Химическая коррозия.

Коррозионная агрессивность пластовой жидкости непосредственно характеризуется присутствием, а также степенью осложняющих условий. Уровень воздействия данных условий зависит от температуры, давления,

скорости перемещения флюида, минерализации воды, присутствия механических примесей. Можно выделить присутствие агрессивных газов таких как: диоксид углерода, кислород, сероводород. При увеличении их содержания будет увеличиваться скорость коррозии соответственно. Присутствие бактерий в пластовой жидкости содействует увеличению скорости коррозии.

Коррозия подразделяется согласно уровню воздействия на них коррозионно-агрессивных газов, непосредственно таких как:

- Углекислотная коррозия – высокое содержание в газожидкостной смеси углекислого газа;
- Сероводородная коррозия – высокое содержание в газожидкостной смеси сероводорода;
- Кислородная коррозия – высокое содержание в газожидкостной смеси кислорода.

1.2.1 Области коррозионных дефектов и их воздействие на эксплуатацию

При возникновении коррозии на корпусе погружного электродвигателя (ПЭД) (рис. 1.3, а), гидрозащите (рис. 1.3, б), кабельной линии (рис. 1.3, в) происходит разгерметизация и отказ погружного электродвигателя из-за нарушения изоляции.

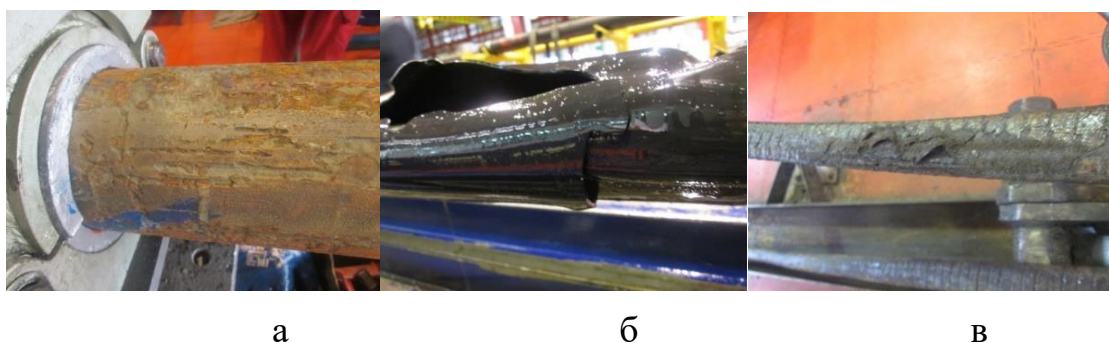


Рисунок 1.3 – Отказ ПЭД: а – коррозия ПЭД; б – разгерметизация гидрозащиты; в – коррозия брони кабеля

При возникновении коррозии на рабочих колесах происходит износ рабочих колес, благодаря коррозионным процессам, возможно их разрушение. Вследствие этого происходит потеря напорно-расходных характеристик УЭЦН (рис. 1.4).



Рисунок 1.4 – Коррозия рабочей ступени

При возникновении коррозии на металлических стенках НКТ происходит потеря подачи, из-за негерметичности НКТ, так же возможен обрыв НКТ (рис. 1.5).



Рисунок 1.5 – Коррозия НКТ

При возникновении коррозии на внутренних стенках эксплуатационной колонны происходит обводнение скважинной продукции, так же возможна разгерметизация эксплуатационной колонны.

1.3 Методы и технологии борьбы с солеотложениями

В настоящее время используют следующие методы по борьбе с солеотложениями [5]:

- Технологические (применение вод, совместимых с пластовыми, ограничение притока воды в добывающих скважинах, отдельный отбор и сбор жидкости и т.д.).
- Физические (применение магнитных, электрических и акустических полей для обработки добываемой жидкости).
- Химические (различные варианты ингибирования, кислотные обработки и обработки растворителями).
- Использование защитного покрытия поверхности оборудования материалами с низкой адгезией к солям.

Так же методы делятся на предупреждающие, защитные и методы удаления отложений.

Ниже рассмотрены распространенные технологии, их преимущества и недостатки.

- *Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины через скважинную установку дозирования реагента.*

Главная особенность, что реагент постоянно поступает в скважину через поверхностную установку. Из-за разности плотностей и силы тяжести реагент поступает на прием насоса. Но технология не слишком эффективна при высоких дебитах более 300 м³/сут, так как происходит быстрый вынос реагента. Эта технология считается высокоэффективной при добыче нефти. Но недостатком является то, что при закачке реагента, он не защищает призабойную зону, забой

скважины и ПЭД. Производить закачку реагента следует в том случае, если отложения солей происходит не слишком интенсивно.

• ***Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины через скважинную установку дозирования реагента по импульсной трубке.***

Эта технология считается эффективней предыдущего метода. Благодаря импульсной трубке, которая подаёт ингибитор на приём насоса и интервал перфорации, данный способ борьбы защищает призабойную зону скважины, уменьшая риск уменьшения фильтрационно-емкостных свойств. Защищает ПЭД и, как следствие, риск прихвата при спуско-подъемных операциях. А также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Единственным недостатком данной технологии является увеличения капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки. Технология подачи происходит следующим образом (рис. 1.6): По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает на клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН. Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины. Наземное оборудование представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4) [12].

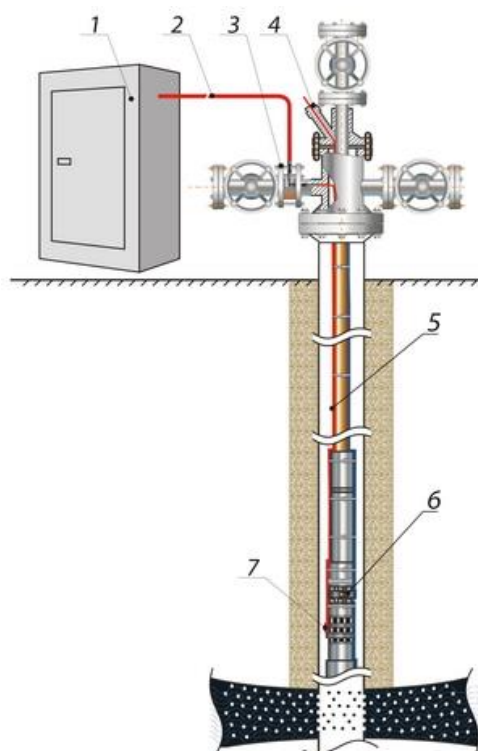


Рисунок 1.6 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

- ***Технология периодического дозирования ингибитора солеотложений в затрубное пространство скважины***

В настоящее время эта технология получила обширное применение за счет того, что происходят одноразовые закачки пачек ингибитора в затрубное пространство с различной периодичностью, сама же периодичность зависит от производительности скважины. Данную технологию применяют на скважинах с невысокой производительностью, этот фактор не дает моментального выноса всего закачиваемого реагента. Основные достоинства технологии: защита основных зон солеотложения таких как ЭК, насосное оборудование, НКТ, наружное оборудование; нет необходимости в дополнительном оборудовании в его монтаже и обслуживании. Недостатки данной технологии: непостоянный расход ингибитора и повышенный расход [8].

- ***Задавка ингибитора солеотложений в пласт под давлением***

Данная технология предполагает задавку реагента в ту зону пласта, где он удерживается. И поэтому в зоне где он удерживается, там происходит фильтрация жидкости и из-за этого ингибитор начинает действовать, то есть

предотвращать отложения солей. Не эффективно применять данную технологию при использовании насосов высокой мощности, так как произойдет быстрый вынос задавленного реагента. Достоинства данной технологии: предоставляет защиту ЭК, насосному, наземному оборудованию, НКТ. Недостатками данной технологии являются: обязательность задавливания реагента в удаленные зоны пласта, трудности с последующим выводом скважины на режим [8].

- ***Погружной скважинный контейнер с ингибитором солеотложений***

Суть данной технологии заключается в том, что присутствуют специальные перфорированные трубки, которые в свою очередь наполнены реагентом и дозировка происходит с заданной скоростью, за счет чего реагент поступает в добываемый флюид обеспечивая нужную концентрацию. Погружной скважинный контейнер присоединяется к нижней части насоса. Ограничение на его установку возможно только при том, что максимальная нагрузка на колонну не выдерживает. Преимущества данной технологии: не нужно обслуживать различные дозирующие установки; присутствие реагента в добываемом флюиде в течении длительного времени. Недостатки данной технологии: сложность выбора точной дозировки реагента; необходимо значительное количество времени на заправку погружного скважинного контейнера; есть риск быстрого выноса реагента, за счет высокой производительности насоса.

- ***Капсулированный ингибитор солеотложений, размещенный в зумпф скважины***

Основная суть работы состоит в том, что реагент располагается в виде капсул в зумпфе. Благодаря этому происходит постоянный вынос реагента. Но возможны потери капсул, из-за того, что капсулы могут покрыться механическими примесями [10].

- ***Акустический излучатель***

Установка специального излучателя с целью предотвращения кристаллизации солей. Данная технология имеет сложную конструкцию и не

нейтрализует образования солей, а всего лишь переносит время образования [10].

- ***Магнитные индукторы***

Данная технология основана на воздействии магнитного поля, следовательно, у солей меняются структуры, и они не осаждаются, а выносятся как мелкодисперсные частицы вместе с флюидом. У данной технологии простая конструкция, но при этом добываемую продукцию необходимо обрабатывать, так как технология не предотвращает образование солей, следовательно ее эффективность снижается. То есть происходят отложения солей в трубопроводах.

В случае высокой интенсивности солеотложений и невозможности решения проблемы одним из методов используется комплексная защита ГНО для усиления эффекта [10].

1.4 Обзор методов предотвращения отложений солей и коррозии скважинного оборудования

Предупреждающие методы полностью исключают или сводят к минимуму осложняющие факторы, однако эти методы необходимо применять на стадии реализации системы разработки месторождения. Для этого необходимо иметь полную информацию о геологии месторождения (состав пород и флюида), разработки месторождения, выполнить анализ причин возможных проявлений осложняющих факторов и их характер, дать прогнозную оценку негативного влияния осложняющих факторов на эксплуатацию механизированного фонда скважин.

Методы предупреждения солеотложения:

Подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми. При этом предотвращение солеотложения происходит за счет исключения или ограничения возможности смешения химически несовместимых вод. Решение проблемы обводнения продукции скважины заключается в использовании комплекса средств и методов для разобщения пластов в процессе строительства

скважин и отключения обводнившихся пропластков, ограничения притока пластовых вод к добывающим скважинам и их движения в промытых дренируемых зонах продуктивного пласта. Селективная изоляция обводнившихся прослоев дает значительный эффект по снижению интенсивности солеотложения. На селективной основе разработано значительное количество водоизоляционных материалов. Однако не существует общепризнанных критериев по их подбору и оценке области их эффективного применения с учетом особенностей эксплуатации объекта и свойств нефти в залежи. Не учитывается несовместимость применяемых изолирующих материалов с различными видами химического воздействия на пласт (например, с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти и др.). Недостатки этого способа сопряжены со значительными затратами и сложностью его реализации. Это исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей.

Изменение ионного состава закачиваемой воды позволило многократно уменьшить капиталовложение на реализацию технологии. Суть метода заключается в удалении сульфат ионов из закачиваемой в пласт воды, использование вод из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды.

Подбор режима работ скважин в диапазоне забойного давления и температуры весьма эффективный метод при больших пластовых давлениях и невысоких пластовых температурах. Этот метод эффективен для «молодых» месторождений и сложен реализации для месторождений на последних стадиях разработки. Для этих месторождений характерны невысокие пластовые давления и держать забойные давления выше давления насыщения нецелесообразно, так как уменьшается депрессия на пласт и, как следствие, приток к скважине. Ситуация может осложняться высокой пластовой температурой. Для недопущения превышения температуры ПЭД выше критической необходимо переводит скважину в условно-постоянный режим (УПР), что в свою очередь влечет за собой потери добычи нефти. Также могут возникнуть проблемы с выводом скважин на режим (ВНР) после ремонта. Вывод таких скважин

необходимо производить в режиме УПР, в связи с этим запуск скважины по фонду переносится на более поздние сроки, что также влечет потери добычи нефти.

Защита ГНО методом закачки ингибитора солеотложений через систему поддержки пластового давления. Закачка ингибитора в нагнетательную скважину продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора объемом в 6 м³. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, независимо от залпового режима закачки более-менее постоянна. Закачиваемый в пласт ингибитор частично адсорбируется на поверхности породы, частично уносится потоком пластовых флюидов в зоны пласта, несклонные к солеотложению. С учетом общих потерь ингибитора на адсорбцию и унос в удаленные зоны, объем ингибитора для закачки берется в два – пять раз выше требуемого для поддержания условий ингибирования в солеотлагающих скважинах.

Адсорбированный на породе пласта ингибитор постепенно десорбируется с поверхности породы и поступает в добывающую скважину.

Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины по наиболее проницаемым пропласткам в течение приблизительно первых десяти дней после закачки (для каждого из участков скорость продвижения жидкости индивидуальна). Реальную скорость продвижения жидкости определяют в ходе закачки трассирующих веществ (индикаторные закачки). Вслед за первым поступлением ингибитора к скважине подходит основной фронт закачиваемой воды с десорбированным ингибитором. Поступление ингибитора продолжается в течение 4–6 месяцев с момента начала работ. Достоинством данного метода являются защита всех четырех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы, защита целой группы солеотлагающих скважин. Недостатками же большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участка, что снижает эффективность ингибирования, ограниченные условия применения – экономическая

целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин.

Системы одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) встречаются довольно редко, связано это с большой металлоёмкостью и значительными капиталовложениями. Первоначальное назначение данных систем является обеспечение регулирования работы одного пласта без нарушения режима другого. Поэтому использование ОРЭ и ОРЗ являются косвенным методом борьбы с отложением солей в скважинном оборудовании.

Что же касается методов предупреждения коррозионной активности, то они во многом схожи с методами предупреждения выпадения солей:

- правильный выбор источника и организация подготовки водоснабжения для системы поддержания пластового давления (закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды, обескислороживание);
- предупреждение смешивания различных типов вод – сероводородосодержащих с не содержащими сероводород в своем составе;
- создание стабильных термодинамических условий работы оборудования;
- ОРЭ, ОРЗ

2 ГЕОЛОГИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайн

3 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ И КОРРОЗИИ, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ

Данный раздел исключен, так как содержит коммерческую тайну

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В предыдущих главах работы обоснована технологическая эффективность применения ингибитора «ИНГСОЛ» на скважинах месторождения «Х», так как в результате выпадения солей в стволе скважины уменьшается диаметр проходного сечения. Этим объясняется штуцирование потока и отклонение фактического дебита от проектного.

Таким образом, целью данного раздела является оценка экономической эффективности применения ингибитора «ИНГСОЛ» на скважинах месторождения Х. Для выполнения данной цели был поставлен ряд задач:

1. рассчитать закупочный объем ингибитора, стоимость УДХ, оценить капитальный вложения в технологию;
2. произвести расчет эксплуатационных затрат;
3. рассчитать НДС для нефти, полученной в результате применения технологии;
4. оценить экономическую эффективность.

4.1 Определение размера капитальных вложений в технологию

Данная технология реализуется благодаря скважинным установкам дозирования химических реагентов. СУДР обеспечивает бесперебойную подачу химической продукции в различные участки скважины / трубопровода. В данном расчете закачка ингибитора будет производиться в затрубное пространство скважины. Дозировка ингибитора представлена в таблице 4.1

Таблица 4.1. – Эффективность ингибитора ИНГСОЛ против выпадения солей карбоната кальция при различных концентрациях

	Дозировка, мг/л	Эффективность ингибирования, %
«ИНГСОЛ»	30,0	96,6
	25,0	96,6
	20,0	96,6
	15,0	89,7

Из таблицы 4.1 видно, что при дозировке свыше 20 мг/л эффективность ингибирования не изменяется, поэтому принимать в расчетах будет использоваться именно эта дозировка. Ингибитор «ИНГСОЛ» выпускается и продается компанией ООО «Реактив» по цене 190 руб./л.

Объем закупки ингибитора определяется по проектному дебиту скважины – 180 м³/сут. Таким образом, в год потребуется порядка 1320 литров ингибитора.

«АРЕОПАГ» - завод дозировочной техники. Закупочная цена СУДР варьируется от 3 до 4 млн. руб. в зависимости от исполнения. (табл. 4.2)

Таблица 4.2 – закупочное оборудование и материалы

Наименование	Закупочный объём	Стоимость, руб.
Ингибитор коррозии «ИНГСОЛ»	1320 л.	249 660
СУДР	1 ед.	4 000 000

В расчёт капитальных вложений помимо основных вносятся информация о прочих капитальных вложениях и затратах на природоохранные мероприятия (10 % и 5 % от всех капитальных вложений соответственно) (табл. 4.3).

Таблица 4.3 – Расчёт капиталовложений за 2022 год, млн руб.

Годы	Строительство	Обустройство промысла				Всего капитальных вложений	Прочие капитальные вложения	Природоохранные мероприятия	Сумма
		Всего	в т.ч.:						
			обустройство	АГЗУ	межпромысловый нефтепровод				
2022	0,00	4,25	4,25	0,00	0,00	4,25	0,43	0,21	4,89
2023	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,03	0,01	0,29
2024	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,03	0,01	0,29
2025	0,00	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,03	0,01	0,29

Таким образом за 4 года необходимо затрат на сумму 5,76 млн руб.

4.2 Расчет эксплуатационных затрат

Для эффективной и корректной оценки эксплуатационных затрат необходимо знать цены на нефть, курс доллара и прирост добычи в результате внедрения технологии. В среднем в результате штуцирования скважины солеотложениями, её дебит может уменьшаться до 6-7% в сутки. Внедрение данной технологии позволит значительно уменьшить влияние данного осложнения на дебит скважины. Таким образом удастся добиться сохранения проектных показателей дебита на 11-13 м³ в сутки. (табл. 4.4)

Таблица 4.4 – Макроэкономические показатели

Годы	Цена нефти Юралс долл/барр	Обменный курс руб./долл	Цена нефти Юралс руб./барр	Прирост добычи нефти от применяемой технологии	
				т/сут	т/год
2022	46,6	73,8	3439,08	11,8	4307
2023	47,5	74,1	3519,75	12	4380
2024	55,7	74,3	4138,51	12,4	4526
2025	55,7	74,3	4138,51	12,1	4416

Под эксплуатационными затратами подразумеваются расходы, связанные с функционированием предприятия, эксплуатацией устройства. В данном случае будут учитываться затраты, связанные с содержанием и эксплуатацией оборудования, общехозяйственные расходы и прочие затраты. Каждый из пунктов рассчитывается в рублях за тонну добытой продукции.

В расчёт эксплуатационных затрат так же входят уплачиваемые налоги. Основной и самый большой налог, уплачиваемый ресурсодобывающими компаниями государству, - НДС – налог на добычу полезных ископаемых. Помимо налога рассчитываются страховые взносы и прочие расходы.

Для обслуживания данных установок необходимы 2 оператора по добыче нефти и газа. Средняя з/п оператора – 80 000 руб./мес. Получившиеся расчёты указаны в приложении Б и В.

Таким образом объём эксплуатационных затрат за 4 года равен 229,03 млн. руб., из которых 193,43 млн. руб. приходится на налоги.

4.3 Расчет НДС

Одним из основных доходов государства являются налоги. Все компании, осуществляющие деятельность в области добычи полезных ископаемых, уплачивают налог на добычу полезных ископаемых – НДС, определяющимся статьей 342 НК РФ. В статье 337 указано, что обезвоженная, обессоленная и стабилизированная нефть относится к углеводородному сырью, являющееся объектом налогообложения согласно ст. 336. Исчисление НДС определяется статьей 342 НК РФ.

Таблица 4.5 – Коэффициенты для расчёта НДС

Наименование коэффициента	Формула	Значение
Налоговая ставка	Определяется ст. 342 п.9 НК РФ	919
$K_{ц}$	$K_{ц} = (Ц - 15) \times \frac{P}{261}$	8,94
$D_{м}$	$D_{м} = K_{НДС} \times K_{ц} \times (1 - K_{з} \times K_{д} \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_{к} - K_{АБДТ} - K_{МАН}$	-702,2

Ниже представлена формула, по которой исчисляется налог:

$$НДС = 919 \times K_{ц} - D_{м} \quad (4.1)$$

$$НДС = 919 \times 8,94 - (-702,2) = 8913,6 \text{ руб./тонну}$$

В таблице 4.6 рассчитаем уплаченный налог за 4 последующих года.

Таблица 4.6 – Расчёт НДС за 4 года

Год	НДС, руб./т	Прирост добычи от применяемой технологии (тонн)	НДС в год, млн руб.
2022	8913,6	4307	37,66
2023	9264,89	4380	39,43
2024	12189,93	4526	53,63
2025	12189,93	4416	52,33

4.4 Оценка экономической эффективности

Подведённым итогом целесообразности внедрения данного проекта является анализ эффективности, в котором определяются ЧДД, ВНД, срок окупаемости и индекс доходности капитальных вложений. Перед началом расчёта

необходимо составить сводную таблицу с ранее рассчитанными параметрами, а затем оценить операционную деятельность по проекту, указав в таблице объемы уплаченных налогов, выручку и чистую прибыль.

Таблица 4.7 – Данные для расчета экономической эффективности

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год			
			2022	2023	2024	2025
1. Среднегодовой прирост добыча нефти	т	4407,38	4307	4380	4526	4417
2. Накопленный среднегодовой прирост добычи нефти	т	13213,00	0,00	4307	8687	13213
3. Эксплуатационные затраты (с НДС и налогом на имущество), в т.ч.:	млн руб.	229,03	48,72	50,76	65,53	64,03
на добычу нефти, подготовку нефти, утилизацию воды	млн руб.	222,96	48,11	49,54	63,71	61,60
амортизационные отчисления	млн руб.	6,07	0,61	1,21	1,82	2,43
4. Капитальные вложения в обустройство	млн руб.	5,75	4,89	0,29	0,29	0,29
6. Себестоимость добычи нефти	руб./т	17333,89	-	-	-	-
7. Цена реализации нефти без НДС	руб./т	-	25037	25624	30128	30128

Далее определим выручку, налог на имущество, налог на прибыль, чистую прибыль – занесем данные параметры в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Операционная деятельность по проекту

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год			
			2022	2023	2024	2025
1. Выручка	млн руб.	489,49	107,83	112,23	136,36	133,06
2. Текущие затраты	млн руб.	229,03	48,72	50,76	65,53	64,09
3. НДС	млн руб.	183,05	37,66	39,43	53,63	52,33
4. Валовая прибыль	млн руб.	260,45	59,12	61,48	70,83	69,09
5. Налог на имущество	млн руб.	0,66	0,09	0,09	0,09	0,09
6. Налог на прибыль	млн руб.	52,09	11,82	12,30	14,17	13,81
7. Итого налоги	млн руб.	52,76	11,92	12,49	14,36	14,00
8. Чистая прибыль	млн руб.	208,36	47,29	49,18	56,66	55,23

Выручка за 4 года эксплуатации СУДР составит 489,49 млн. руб, а чистая прибыль с учетом уплаты всех налогов и прочих затрат составит 208,36 млн. руб.

Таблица 4.9 – Финансовые показатели проекта

Показатели	Ед. изм.	Σ	Год			
			2022	2023	2024	2025
Денежный поток	млн руб.	208,69	43,01	50,11	58,20	57,37
Накопленный денежный поток	млн руб.	496,14	43,01	93,12	151,32	208,69
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$)	млн руб.	544,65	80,41	118,30	156,57	189,37
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 70,506\%$)	млн руб.	354,93	68,24	85,47	97,21	104,00
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	9%	Ставка дисконтирования согласно рекомендации Минфина – 15%			
Срок окупаемости (простой)	годы	0,10				
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	0,06				
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	21,19				

Проведенные расчеты по оценке экономической эффективности применения ингибитора «ИНГСОЛ» на скважинах месторождения «Х» показали рентабельность проекта согласно следующим результатам:

1. капиталовложения за 4 года составят 5,76 млн руб;
2. за 4 года эксплуатации технологии накопленный прирост нефти составит 13213 тонн;
3. выручка и чистая прибыль составят 489,49 и 208,36 млн. руб. соответственно;
4. чистый дисконтированный доход составит 354,93 млн руб;
5. дисконтированный срок окупаемости составит 0,06 года или примерно 1 месяц.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия – это уровень добровольного отклика на социальные потребности работников, лежащие вне определяемых законом или регулируемыми органами требований, это действия, предпринимаемые во благо общества добровольно.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

К вредным производственным факторам относятся: неблагоприятные метеорологические условия; запыленность и загазованность воздушной среды; воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации; наличие электромагнитных полей, лазерных и ионизирующих излучений и др.

К опасным производственным факторам следует отнести, например: возможность падения с высоты самого работающего, либо различных деталей и предметов; электрический ток определенной силы; раскаленные тела; оборудование, работающее под давлением выше атмосферного, и т.д.

5.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием;
- Расстановка техники согласно технологической схеме;
- Технологические перерывы;
- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ

непосредственно перед началом производства работ;

- Контроль за технологией подачей ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля (РГПК);

- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности.

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

5.2 Анализ вредных производственных факторов

Вредные вещества

В процессе выполнения операций по закачке ингибиторов солеотложений и коррозии в скважину на рабочих могут воздействовать пары углеводородов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно: диоксид азота – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, оксид углерода – 20 мг/м³, углеводороды – 300 мг/м³ [23].

Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне: создание специальных ограждений вблизи опасных зон, вывеска предупредительных знаков, допуск к опасным объектам только определенным группам лиц, соблюдение правил техники безопасности согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ НГП). Средства индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы, респираторы, специальные прорезиненные фартуки.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Для обработки скважин необходимо применение цементирующего агрегата (ЦА-320), помимо этого работы будут проводиться на бурящихся кустовых площадках. В зимнее время года, в связи есть вероятность замерзания внешне затрубной задвижки и нагнетательной линии, в связи с этим появляется необходимость в использовании передвижной паровой установки (ППУ). Исходя из вышеперечисленного на работников будут воздействовать повышенные источники шума, создаваемые ЦА-320, ППУ, буровой установкой.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ППУ и при необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Предельно допустимые уровни звукового давления.

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

В ХМАО-Югра, Приобский нефтегазоносный район. Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха колеблется от минус 45 °С (зимой) до плюс 30 °С (летом). По количеству выпадающих среднегодовых атмосферных осадков (500 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения.

При проведении работ по химизации фонда скважин нефтяных месторождений Западной Сибири указываются:

- период времени года выполняемых работ;
- метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

5.3 Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они 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 химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора;
- Заземление СУДР на общий контур заземления.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом.

Все опасные и вредные производственные факторы при обработке скважины ингибиторами отображены в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Закачка реагента посредством МБРХ, СУДР	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линии МБРХ, закачка химического реагента под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76
Обработка скважин и обсуживание СУДР в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.007-76
Обработка скважин и обсуживание СУДР в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания медведей, клещей	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

Расчет освещенности рабочей зоны

Одной из основных обязанностей оператора по добыче нефти и газа является контроль за надлежащим состоянием и работой промышленного

оборудования. Борьба с осложнениями, вызываемые солеотложениями, проектируется еще на этапе капитального строительства кустовой площадки. Для борьбы с солеотложениями на кустовой площадке оборудуются блоки дозирования химических реагентов. Внутри этого блока присутствуют насосы необходимой производительности, импульсные трубки, манометры, термометры и ёмкость для химических веществ. Наихудшие условия освещения рабочей зоны создаются при сумерках, а наименьший размер объекта, который необходимо разглядеть – 1 мм (шкала деления манометра, осмотр импульсных трубок на предмет коррозии или свищей). Таким образом, работа оператора относится к категории малой точности, а освещенность должна быть не менее 200 лк. (приложение 1)



Рисунок 5.1 – Блок дозирования реагентов

Расчёт коэффициента светового потока определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \times S \times K_3 \times Z}{N_d \times n} = 6421,6 \text{ лм} \quad (5.1)$$

Где:

E_n – нормативная освещенность, 200 лк;

S – площадь помещения БДР, 12 м²;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника. (Для помещений со средним выделением пыли коэффициент берется равный 1,8);

Z – коэффициент неравномерности освещения (для люминисцентных ламп 1,1);

$N_{л}$ – количество ламп в помещении, 1;

η – коэффициент использования светового потока, 37%.

Для начала необходимо определить коэффициенты отражения потолка и стен по таблице 5.3

Таблица 5.3 – Значения коэффициентов отражения потолка и стен

Состояние потолка	$\rho_n, \%$	Состояние стен	$\rho_{ст}, \%$
Свежепобеленный	70	Свежепобеленные с окнами, закрытыми шторами	70
Побеленный, в сырых помещениях	50	Свежепобеленные с окнами без штор	50
Чистый бетонный	50	Бетонные с окнами	30
Светлый деревянный (окрашенный)	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Бетонный грязный	30	Грязные	10
Деревянный неокрашенный	30	Кирпичные неоштукатуренные	10
Грязный (кузницы, склады)	10	С темными обоями	10

Каркас блока дозирования реагентов состоит из профлиста, окрашенного в белый цвет, поэтому примем коэффициенты потолка и стены равными 70 и 50 % соответственно.

Коэффициент светового потока i рассчитывается исходя из габаритов помещения:

$$i = \frac{S}{h(A+B)} = \frac{12}{2,8(3+4)} = 0,61 \quad (5.2)$$

Где:

S – площадь помещения;

h – высота над рабочей поверхностью;

A и B – длина и ширина помещения.

Параметр h рассчитывается следующим образом:

H – высота помещения, 3,8 м;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), 0,5 м;

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом – 3,3 м;

$h_{рп}$ – высота рабочей поверхности – 0,5 м;

$h = h_n - h_{рп}$ расчётная высота светильника над рабочей поверхностью, 2,8 м.

Таким образом, коэффициент использования светильника для типа ОД и ОДЛ по таблице 5.4 равен 37 %.

Таблица 5.4 – Коэффициенты использования светового потока люминесцентными лампами

Тип светильника	ОД и ОДЛ			ОДР			ОДО			ОДОР			Л71Б03		
$\rho_n, \%$	30	50	70	30	50	70	30	50	70	30	50	70	30	50	70
$\rho_c, \%$	10	30	50	10	30	50	10	30	50	10	30	50	10	30	50
i	Коэффициенты использования, %														
0,5	23	26	31	21	24	28	21	25	30	18	21	26	14	16	19
0,6	30	33	37	27	30	34	27	31	36	23	27	32	18	20	22
0,7	35	38	42	32	35	38	32	36	41	27	31	35	21	23	25
0,8	39	41	45	35	37	41	36	39	44	30	33	38	23	25	27
0,9	42	44	48	38	40	43	39	42	46	32	36	40	25	27	29
1,0	44	46	49	40	42	45	41	44	48	34	38	42	26	28	30
1,1	46	48	51	41	43	46	42	46	50	36	39	43	27	29	31
1,25	48	50	53	43	45	48	44	48	52	38	41	45	29	30	32
1,5	50	52	56	45	48	51	46	50	55	40	43	47	30	31	34
1,75	52	55	58	47	50	53	49	52	58	42	45	50	31	33	35
2,0	55	57	60	50	52	54	51	55	60	43	47	52	33	34	36
2,25	57	59	62	52	54	56	53	57	62	45	49	54	34	35	37
2,5	59	61	64	53	55	58	55	58	64	47	50	56	35	36	39
3,0	60	62	66	54	56	60	56	60	66	48	52	58	36	37	40
3,5	61	64	67	56	57	61	58	62	67	49	53	59	37	38	40
4,0	63	65	68	57	58	62	59	63	68	50	54	60	38	39	41
5,0	64	66	70	58	60	63	60	64	70	51	56	62	38	40	42

По таблице 5.5 выберем подходящую по типу лампу со световым потоком. Ею является лампа холодно-белого цвета и мощностью 125 Вт, работающая от сети с напряжением 220 В.

Таблица 5.5 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм			
		ЛД	ЛХБ	ЛБ	ЛТБ
15	127	700	820	835	850
20	127	880	1020	1060	1060
30	220	1650	1940	2020	2020
40	220	2300	2700	2800	2850
65	220	3750	4400	4600	4600
80	220	4250	5000	5200	5200
125	220	-	8000	-	8150

Таким образом, общая мощность осветительной системы составит 125 Вт.

Расстояние между светильниками L определяется по формуле 7.3

$$L = \lambda \times h = 1,1 * 2,8 = 3,08 \text{ м.} \quad (5.3)$$

Где:

λ – наивыгоднейшее расположение светильников. Для светильников типа ОДР коэффициент равен 1,1.

Затем определяется минимальное расстояние от светильника до крайнего ряда стены как $L/3$ и получается равным 1 м.

Количество рядов светильников с лампами определяется по формуле 5.4

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = 1,40 \approx 1 \quad (7.4)$$

Количество светильников в ряду определяется по формуле 7.5

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{\text{св}} + 0,5} = 1,08 \approx 1 \quad (5.5)$$

Получившаяся схема освещения выглядит следующим образом (рис.5.2)

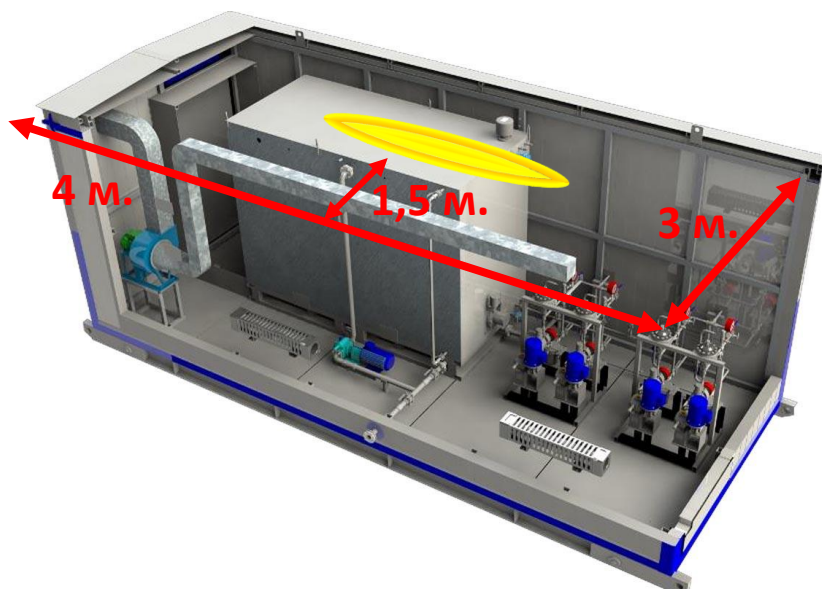


Рисунок 5.2 – Схема освещения БДР

5.4 Охрана окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- Нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований;
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Защита атмосферы

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования;
- механические повреждения;
- несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- защита оборудования от коррозии;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (Таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Вредные вещества

№	Наименование загрязняющих веществ	ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м ³	Класс опасности	Параметры выбросов	
				г/сек	т/год
1	Двуокись азота	0.085	2	0.078	1.230
2	Окись углерода	5.000	4	0.220	4.88
3	Углеводороды	300	4	9.140	298.8
4	Сажа	0.15	3	0	2
5	Метанол	1	3	0.041	1.290

Защита гидросферы

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- поступление нефти и химических реагентов в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Установление и поддержание водоохраных зон;
2. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
3. Герметизированные системы закачки химического реагента;
4. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
5. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на установку подготовки нефти (УПН);
6. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков.

Защита литосферы

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц.

Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше $1/3$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ;

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ);
- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;
- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;
- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Главную опасность для экологии представляют аварии, в результате которых происходит нефтяной разлив (Таблица 5.7)

Таблица 5.7 – Классификация чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов, в зависимости от объемов и площади разлива

Масштаб чрезвычайной ситуации	Объемы разлитой нефти, тонн	Границы распространения чрезвычайной ситуации
Локального значения	100 тонн разлившиеся нефти / нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию объекта
Местного значения	500 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территорию населенного пункта, в котором расположен объект
Территориального значения	1000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории субъекта Российской Федерации
Регионального значения	5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории двух субъектов Российской Федерации
Федерального значения	более 5000 тонн разлившихся нефти и нефтепродуктов	Площадь разлива охватывает территории более двух субъектов Российской Федерации

Существует несколько методов ликвидации разлива нефти: механический, термический и физико-химический.

Механический метод ликвидации

Одним из главных методов ликвидации разлива ННП является механический сбор нефти. Наибольшая эффективность его достигается в первые часы после разлива. Это связано с тем, что толщина слоя нефти остается достаточно большой. При малой толщине нефтяного слоя, большой площади его распространения и постоянном движении поверхностного слоя под воздействием ветра и течения механический сбор достаточно затруднен.

Термический метод ликвидации

Основан на выжигании слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения, до образования эмульсий с водой. Этот метод применяется в сочетании с другими методами ликвидации разлива.

Физико-химический метод ликвидации

Физико-химический метод с использованием диспергентов и сорбентов эффективен в тех случаях, когда механический сбор ННП невозможен, например, при малой толщине пленки или когда разлившиеся ННП представляют реальную угрозу наиболее экологически уязвимым районам.

5.6 Пожарная безопасность

Настоящий свод правил применяется при проектировании и строительстве вновь строящихся и реконструируемых объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений и содержит специфические для данных объектов защиты требования пожарной безопасности.

К объектам обустройства нефтяных и газовых месторождений относятся наземные объекты технологического комплекса добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти и газа, идентифицируемые в соответствии со следующим перечнем:

- кустовая площадка;

- одиночная добывающая скважина;
- нефтегазосборный трубопровод;
- участок комплексной подготовки нефти, а также технологически связанные с ним объекты: цех по подготовке и перекачке нефти, установка подготовки нефти, центральный пункт сбора, комплексный сборный пункт, дожимная насосная станция, дожимная насосная станция с установкой предварительного сброса воды и т.п.;
- участок закачки рабочего агента для поддержания пластового давления, в том числе кустовая насосная станция;
- участок, установка комплексной или предварительной подготовки газа и конденсата, а также технологически связанные с ними объекты: дожимная компрессорная станция, установка диэтанализации конденсата и т.п.;
- промысловый трубопровод транспорта нефти, газа и конденсата от площадок до врезок в магистральные трубопроводы (или до других площадок подготовки);
- вспомогательные объекты, технологически связанные с перечисленными выше: замерные установки, растворные узлы, нефтешламонакопители, объекты систем пожаротушения, водоснабжения и водоотведения и другие технологические сооружения, необходимые для функционирования объектов обустройства.

С учетом функционального назначения и уровня пожаровзрывоопасности территорию объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений рекомендуется разделять на следующие основные зоны:

I зона (производственного назначения) - основные технологические установки системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа, конденсата и

нефтепродуктов, расходные емкости с ЛВЖ, ГЖ общей приведенной вместимостью до 200 м³ ЛВЖ или 1000 м³ ГЖ и единичной вместимостью до 50 м³ ЛВЖ или 100 м³ ГЖ со сливноналивными устройствами до трех стояков; канализационные насосные производственных сточных вод (с нефтью и нефтепродуктами), установки для очистки этих вод, включая резервуары-отстойники;

II зона (подсобно-вспомогательного назначения) - здания и сооружения подсобно-производственного назначения (лаборатории, операторные; канализационные насосные производственных сточных вод; насосные станции тушения пожара с резервуарами запаса воды; сооружения тепло-, водо- и энергоснабжения, канализации; узлы связи, механические мастерские, бытовые и подсобные помещения, пожарные депо (посты), объекты транспорта, установки вспомогательного технологического и нетехнологического назначения, опорные пункты бригад, опорные базы промысла и им подобные);

III зона - сооружения резервуарного хранения нефти, нефтепродуктов, конденсата общей приведенной вместимостью более 4000 м³ или единичной вместимостью резервуаров более 400 м³, сливноналивные эстакады;

III (а) зона - сооружения резервуарного хранения сырой и товарной нефти, нефтепродуктов, конденсата общей приведенной вместимостью от 1000 до 4000 м³ при единичной вместимости резервуаров не более 400 м³, резервуары (аварийные) ДНС общей вместимостью до 10000 м³.

Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывного мониторинга мест возможного скопления горючих газов и паров;
- сигнализации о наличии, месте расположения и характере загазованности;
- оповещения персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе или по системе аварийной сигнализации.

Принципы работы, места установки и количество датчиков стационарных автоматических газоанализаторов определяются проектом обустройства нефтяных и газовых месторождений в соответствии с требованиями нормативных документов в области промышленной безопасности.

Пожаротушение и водяное орошение на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должны обеспечивать:

- Автоматические установки пожаротушения;
- стационарные установки пожаротушения и водяного орошения;
- мобильные средства пожаротушения;
- первичные средства пожаротушения.

К организационно-техническим мероприятиям по обеспечению пожарной безопасности, которые должны быть выполнены на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений, относятся:

- организация подразделений пожарной охраны для обеспечения пожарной безопасности объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений, и их взаимодействия с подразделениями Государственной противопожарной службы при тушении пожаров;

- организация эксплуатации и надлежащего содержания систем противопожарной защиты;
- организация обучения персонала правилам пожарной безопасности;
- организация надзора за соблюдением норм и правил пожарной безопасности;
- разработка инструкций по обеспечению пожарной безопасности и других документов о порядке работы с пожаровзрывоопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- определение порядка эвакуации людей, транспорта, спецтехники с кустовой площадки при возникновении крупных пожароопасных аварийных ситуаций (газонефтепроявления, открытые фонтаны).

Для каждого объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений должен быть разработан план тушения пожара.

5.7 Вывод по разделу

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности освещенности рабочей зоны в блоке дозирования химических реагентов. Блок дозирования реагента не имеет естественного освещения, и работа оператора относится к категории малой точности, поэтому освещенность должна соответствовать необходимой, не менее 200 лк.

В блоке дозирования химических реагентов присутствуют насосы, импульсные трубки под давлением, емкости с химическими веществами. Наполнение блока происходит крупногабаритной техникой. Это все может нанести вред человеку. Для того чтобы избежать различных ситуаций выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов,

указаны допустимые отклонения параметров, приведена последовательность действий при ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сегодня практически все месторождения в Российской Федерации, эксплуатируемые механизированным способом добычи, а именно установками электроцентробежных насосов, характеризуются снижением темпа отбора жидкости, падением пластового давления, увеличением обводненности продукции добываемой из скважин, что закономерно ухудшило условия работы погружного оборудования, вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважины в работоспособном состоянии имеют очень важное значение. Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок - является борьба с солеотложениями и коррозионной агрессивностью.

Перспективным методом защиты является использование погружных контейнеров, которые обладают рядом преимуществ: использование в компоновку УЭЦН+пакер, отсутствие затрат на обслуживание, гарантированная защита в течение 365 суток. Однако, действие его ограничено объемом ингибитора в контейнере и, в последствие, необходимо будет предусматривать дополнительную защиту скважины.

Использование установки СУДР совместно с импульсной трубкой, несомненно, даст положительный эффект. МРП и СНО скважин увеличивается, однако необходимо предварительно провести ОПИ для расчета экономической эффективности данного внедрения, так как вы растут капиталовложения на ТКРС.

Ингибиторы солеотложений Сонсол 2001Б, ИНГСОЛ Азол 3010А, ингибиторы коррозии Ипроден К-1 марка А, ИФХАН-90 эффективны на месторождениях при дозировке по технологии постоянного или периодического ингибирования со схожими характеристиками попутно добываемой воды, которые представлены в таблице 2.5.

Среди ингибиторов солеотложения, ИНГСОЛ, порошкообразный, показал схожую эффективность с АЗОЛ, СОНСОЛ, но, при их использовании были отказы оборудования, в отличие от ИНГСОЛ. Когда транспортировка осложнена, твердый ингибитор удобнее доставлять и хранить.

ИФХАН по сравнению с ИПРОДЕНОМ ингибитором коррозии, за счет своего свойства летучести, обеспечивает наилучшую защиту оборудования от коррозии, поэтому его следует применять в скважинах с высоко-коррозионно агрессивной средой, для увеличения МРП и СНО

Оптимальные объемы дозировки ингибиторов солеотложений и коррозии:

- СОНСОЛ 2001Б – 20 г/м³
- ИНГСОЛ – 25 г/м³
- Азол 3010А – 30 г/м³
- Ипроден Л-1 Марка А – 30 г/м³
- ИФХАН-90 – 25 г/м³

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шангараева Л.А., Максютин А.В., Султанова Д.А.. Способы предотвращения солеотложения при разработке и эксплуатации залежей нефти// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1 (часть 1)
2. Антониади Д. Г., Савенок О. В. Нефтепромысловые системы с осложнёнными условиями добычи // Научно-методический электронный журнал «Концепт». – 2013. – Т. 3. – С. 831–835. – URL: <http://e-koncept.ru/2013/53169.htm>.
3. Джордан М, Макей Э. Предотвращение отложения солей в процессе добычи нефти на глубоководных месторождениях. /Нефтегазовые технологии. - 2006. - № 1. - С. 44-48.
4. Шайдаков В.В., Масланов А.А., Емельянов А.В. и др. Предотвращение солеотложений в системе поддержания пластового давления / Нефтяное хозяйство. - 2007. - №6. - С. 70-71.
5. Технологический регламент ПАО «НК «Роснефть». Подбор оборудования, запуск вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН. № П1-01.05 ТР-0001, версия 3.00, 2017.
6. Смышляев И.В. системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ. – м.: всероссийский конкурс «новая идея» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса, 2016, №1. – 24 с.
7. Малышев А.С., Хабибуллин Р.А. (ОАО «НК «Роснефть»), Ганиев И.М., Невядовский Е.Ю., Волошин А.И., Рагулин В.В. (ООО «РН-УфаНИПИнефть»). Разработка шаблонов применимости технологий предотвращения солеотложения в добывающих скважинах/ Нефтяное хозяйство. - 2009.
8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).

9. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 12-15.
10. Шабля В.В. Опыт работы ТПП «Когалымнефтегаз» с солеобразующим фондом скважин / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 22-25.
11. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солеотложения в нефтедобыче / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 98-101.
12. Щелконогов С.М.. Majorpack – опыт применения защитных систем НКТ / Инженерная практика. - 2016. - №6.
13. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных, нефтегазовых месторождений России. Том 2. Западно-Сибирская нефтегазовая провинция. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996г.
14. Лысенко В.Д./ Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1996г.
15. Акульшин А.И./Прогнозирование разработки нефтяных месторождений М. Недра 1988г.
16. Годовые отчеты по анализу разработки X месторождения
17. ГОСТ 12.1.005-88 Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны
18. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки
19. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
20. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.
21. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
22. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

23. ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест

24. О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [Электронный ресурс]: постановление Правительства Российской Федерации от 21 августа 2000 года № 240 (ред. от 15.04.2002г.) // КонсультантПлюс: справ. правовая система. - Версия Проф. - Электрон. данные. - М., 2016. - Доступ из локальной сети Науч. б-ки Том. гос. ун-та.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

**Corrosion problems and solutions in oil, gas, refining
and petrochemical industry**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ03	Моисеев Евгений Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Матвеев Иван Васильевич	к. ф. м. н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

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

Introduction

Oil, gas and oil refineries are equipped with equipment that is in daily contact with oil, gas, and water. This contact occurs at high (+1400°C) and low temperatures (-196°C), as well as pressures vary from vacuum to 1000 bar. This equipment is dangerous to humans, as the working environment of the equipment is flammable, explosive and toxic. Due to the different compositions of the working environment, corrosion is possible, as a result of which an emergency situation may occur.

The oil industry has existed for a sufficient amount of time, and during this period a large amount of experience has been accumulated, but still the development of new wells with hard-to-extract hydrocarbons requires the introduction of new technologies, innovative materials, compliance with fuel quality standards, and prevention of complications, as well as to reduce environmental pollution create new problems for the safe operation of equipment and structures. In order to understand and solve corrosion problems, a corrosion and materials specialist must study the various physico-chemical processes that underlie the processing of oil and gas and the production of fuels and other chemicals. People in this industry are responsible for 65-85% of corrosion cases. With proper corrosion management, they can be reduced. There are many ways to avoid or control the risk of corrosion: the choice of corrosion-resistant or suitable materials, the correct design, the use of anticorrosive chemicals, coatings and cathodic protection, control of technological parameters and, most importantly, verification and control at all stages of the application of these actions.

New generations of engineers come and face problems that have been solved and documented in books, standards, specifications, documents, materials and reports. Most of the new information is scattered in the literature or is present in the minds of specialists as implicit knowledge.

Technological installations at oil, gas, oil refineries and petrochemical plants

Like the evolution of our planet, life and technology, the oil, gas and oil refining industries have developed with increasing complexity since their foundation in 1859. There are related facilities, such as water cooling systems, power plants (with water purification and steam supply), as well as installations related to the protection of the environment and people (disposal of hydrocarbon waste, wastewater treatment and gases released and deodorization). Any gas plant and oil refinery is a very complex living "organism". Each oil company has an individual processing scheme, which is determined by the available technological equipment, characteristics of crude oil and natural gas, operating costs and demand for products. There are no gas plants and oil refineries that are absolutely identical in their work, but most corrosion problems and their solutions can be similar.

Physico-chemical properties and corrosion resistance of crude oil and natural gas

To understand the problems of corrosion and their solutions in the oil, gas and oil refining industry, we will describe the physicochemical characteristics of crude oil, natural gas, fuel and their corrosion resistance. Other media, such as water (cooling water, boiler feed water, fire extinguishing water, sea water), steam, various gases and chemicals, can also participate in the corrosion of equipment in oil, gas and oil refining plants.

Intermediate or connecting water is always present in crude oil. These water droplets range from almost fresh to saturated aqueous solutions of salts and are the main cause of corrosion of crude oil. Crude oil, in addition to hydrocarbons, may also include compounds containing sulfur, nitrogen, oxygen and metals. All these pollutants can be present in crude oil in the form of dissolved gases, liquids and solids or individual phases. Microorganisms can also be present in crude oil, water and fuel in an active or dormant state. Each raw material contains approximately the same types of compounds, but in different proportions. As a result, crude oil is distinguished by its corrosive activity.

Gas wells produce gas mainly of the following composition: a mixture of carbohydrates, N_2 , CO_2 , H_2S , H_2O and small concentrations of mercury, organic acids. Of the above components, CO_2 , H_2S , H_2O , mercury, organic acids, which can cause corrosion of the pipeline, are corrosive at any stage of production, separation, processing, transportation, processing and storage of natural gas. While the water in crude oil wells may contain salts, the water in natural gas wells is clean. The CO_2 and H_2S gases contained in natural gas dissolve well in this pure water, which becomes acidic and aggressive. When CO_2 causes corrosion, it is called sweet corrosion. If the cause of corrosion is H_2S , then this is called acid corrosion. When the cause of corrosion is O_2 , it is called oxygen corrosion. The rate and intensity of corrosion depend on the type and concentration (pressure) of aggressive components, temperature, flow mode and speed.

Corrosion resistance of crude oil

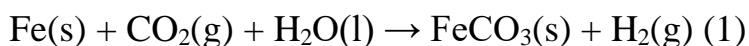
The chemical composition of crude oils is so complex, and there are so many factors affecting the corrosion activity of crude oil, that it is difficult and even in most cases impossible to predict their corrosion activity in accordance with the physico-chemical composition. Typically, the corrosion activity of crude oil is determined by the total acid number (TAN), total sulfur content, water and salt content, as well as microorganisms. The combination of these parameters and components affects corrosion in different ways and in different ways at the stages of extraction, preparation, transportation, storage and processing of crude oil at refineries. Both the TAN value and the total sulfur content do not always determine the corrosion resistance of crude oil. For example, H_2S and alkantiols cause corrosion of carbon steel, while thiophenes do not cause corrosion. This problem becomes even more serious due to the fact that H_2S react with iron, resulting in the formation of iron sulfide scale. In special cases, crude oil that is highly watered can reduce the rate of corrosion, and conversely, crude oil can cause corrosion at relatively low water concentrations. Only an experiment can answer the question about the corrosive activity of crude oil.

Corrosion resistance of natural gas and other problems

Interaction and influence of various components of natural gas on corrosion.

Hydrogen sulfide (H₂S). The presence of sulfur compounds (mainly H₂S) determines which gas should be acidic. Sweet gas contains less than 4 ppmv H₂S [1]. This value is the maximum allowable for the quality of natural gas during transportation through pipelines. H₂S can cause general and spot corrosion, as well as hydrogen attack (due to acid corrosion). The latter may manifest as cracks or blisters. H₂S can be released through cracks into the environment and cause loss of life and environmental damage. Standards have been developed and are widely used defining the conditions and requirements for the use of corrosion-resistant alloys in the production and handling of natural gas containing H₂S [2-4]. The following methods are used to prevent acid corrosion: pH control by introducing caustic caustic; introduction of H₂S absorbers and corrosion inhibitors; organic and cement coatings; selection of alloys in accordance with the standard [2] to prevent SSC (sulfide stress cracking).

Carbon dioxide (CO₂). When CO₂ is dry in natural gas, it does not cause corrosion. When CO₂ is dissolved in water, carbon dioxide (H₂CO₃) is formed. It causes corrosion of carbon steel:



The passive black film FeCO₃ is formed under certain conditions on the surface of carbon steel and low-alloy steels (up to 9% Cr) and can protect against corrosion. The protective layer of iron carbonate is often destroyed due to high flow rates and stresses. In this case, carbon dioxide leads to localized corrosion called “mesa” corrosion, since the shape of the damage to the steel surface is similar to the shape of the mountains “Mesa”, California, USA [5]. The following methods are used to prevent sweet corrosion: the introduction of corrosion inhibitors (they are ineffective at high temperatures); the use of martensitic stainless steels (>12% Cr); and pH control by the introduction of caustic injection.

Oxygen (O₂). This is the only impurity that is missing from natural gas reserves. Oxygen corrosion is most often spot corrosion. Oxygen can also oxidize amines and glycols, have a significant effect on the effectiveness of the inhibitor, react with hydrocarbons, negatively affect the resistance of stainless steels to chloride SCC (stress corrosion cracking), also provokes galvanic corrosion. But on the other hand, oxygen is needed to maintain protective oxide films on stainless steels. The philosophy of preventing an oxygen attack is to ensure that there is no gaseous oxygen in the systems. There are the following ways to prevent oxygen from entering natural gas systems, removing it and preventing oxygen exposure: maintenance of gaskets, rings, valves, pumps, compressors and other equipment and areas into which air can penetrate; maintaining positive pressure (above atmospheric); coating with inert gas (for example, nitrogen) above the surface of liquids in tanks; the use of oxygen absorbers at low oxygen concentrations or a catalytic reaction at high amounts; deaeration; and the use of coatings.

Natural gas contains mercury in small concentrations, which can cause the following problems. It is toxic to humans and the environment and it is corrosive to aluminum heat exchangers at low temperatures in liquefied natural gas (LNG) installations. Third, mercury can contaminate the catalyst. The mechanism of mercury corrosion is unique and is called embrittlement of liquid metal (a type of SCC). Mercury can be removed from the aluminum surface with nitric acid or with steam or hot air. Mercury can also affect copper, nickel, zinc, iron, chromium, titanium and zirconium. The only way to prevent mercury corrosion is to remove it from natural gas to a concentration below 0.01 mg/Nm³ [1].

Deposits in natural gas systems consist of sand, silicates, corrosion products (iron sulfides, oxides, hydroxides and carbonates), sulfates, microorganisms and products of their metabolism. These solid particles can appear in two ways: they can be transported together with the flow of natural gas or formed as a result of physico-chemical processes (for example, corrosion). Deposits can damage pipes, tanks, pumps, compressors, filters, steam lines, boilers, reactors and other equipment.

Deposits can cause the following problems: corrosion under deposits; clogging of pipes, pumps, filters, compressors and heat exchangers; increase in pressure drop and, as a result, decrease in flow; erosion; reduction of heat exchange; unplanned stops for cleaning equipment from deposits; pollution of natural gas and other products; safety threats and environmental problems. Solutions consist in maintaining the correct technological conditions and proper maintenance with periodic cleaning of equipment from deposits.

First-class corrosion. During the transportation of natural gas through pipelines, water vapor condenses as the gas cools. CO₂ dissolves in water, and the pH decreases to 4. Sometimes liquid water in the form of a thin layer remains on the inner surface of the upper part of the pipeline, and severe local corrosion occurs. Typically, this type of corrosion occurs with a wave-layered flow at a speed of less than 3 m/s, and there are two phases: liquid and gas containing water vapor and CO₂, and there are no materials (for example, an inhibitor) that could protect the upper inner surface of the pipeline. Shallow pits with sharp areas of the surface are formed and accumulate. The corrosion rate of surface corrosion can reach 5 mm/year. This is because heat exchange occurs between the pipe and the cold environment (river water, seawater or cold air) when the pipe has no thermal insulation. This type of corrosion occurs when water condenses, and concentrations of aggressive substances contained in the gas naturally can create an acidic environment on the inner surface of the upper part of the pipe. The mechanism of corrosion is corrosion under the action of CO₂, and the main factor is the rate of condensation, but the pH value and flow mode also affect the rate of corrosion and its duration. There is such a parameter as the critical rate of condensation of water vapor in pipes (from 0.15 to 0.25 ml m⁻² s⁻¹) for the occurrence of through corrosion. Various models have been developed to predict the corrosion rate of carbon steel, knowing the rate of condensation of water vapor and other parameters.

Ultrasound with flexible sensors is used to control the depth of corrosion on metal. To prevent this type of corrosion, the following measures are used:

- a) Increasing the wall thickness of the pipe during design
- b) Gas drying
- c) Creating thermal insulation on pipes
- d) Application of organic coatings
- e) The use of volatile inhibitors
- f) Using pigs and feeding the corrosion inhibitor directly into the well

It is necessary to monitor the corrosion of the internal surfaces of pipelines.

Methods of corrosion prevention in natural gas systems

Corrosion is influenced by three main factors: the type of metal, the characteristics and environmental conditions, as well as the environment of the boundary metal [6]. Thus, we take into account the above three factors to prevent corrosion in natural gas systems. We classify all methods into three groups: metal treatment (material selection), environmental treatment (neutralization, removal of water, CO₂, H₂S, O₂ and salts) and the metal-environment boundary (introduction of inhibitors, use of coatings and cathodic protection). We can add technological methods, which means maintaining process conditions (temperature, pressure, flow). We will start with engineering design.

Engineering design

The engineering project includes:

- a) Use of standards, specifications, procedures, reports and any new information.
- b) the use of knowledge about the principles, processes and possible phenomena of corrosion in natural gas systems. It is necessary to take into account the geometry of the equipment, make fewer gaps, control the flow rate, prevent air penetration, avoid “dead zones” (places of accumulation and stagnation of water).

c) Selection of suitable structural materials, methods of protection, control and corrosion control during the design life. The selection of suitable coatings, corrosion inhibitors, biocides, descaling agents, cathodic protection and removal of aggressive impurities (H_2S , H_2O , O_2) belong to this group.

d) Selection of corrosion monitoring methods: monitoring the behavior of building materials, the corrosive environment and the effectiveness of corrosion protection methods.

Inhibitors are an important part in preventing and reducing the rate of corrosion in gas wells. One of the first inhibitors that were used are amines, which were used in the 1940-1980 years. But since 1980, in connection with the exploration of deep wells with high temperatures and pressures, inhibitors proved ineffective, and special alloys began to be used in these conditions. There is no single classification of inhibitors. We will describe some of them.

a) Classification according to the effect on corrosion reactions. For example, anode inhibitors slow down anode reactions on the metal surface. Cathode inhibitors slow down cathode reactions. There are mixed inhibitors that suppress both the anode and cathode reactions simultaneously.

b) Classification according to the type of metal to be protected. For example, corrosion inhibitors that protect carbon steel, copper, aluminum and their alloys.

c) Environmental classification: water and aqueous solutions of electrolytes; acids; alkaline solutions; gaseous phases; oil and fuel; coatings; concrete.

d) Organic and inorganic inhibitors.

The essence of the work of inhibitors is adsorption on the surface of the pipeline and isolation of the surface from the ingress of corrosive media. Consequently, with an increase in the dosage of the inhibitor, the contact area of the aggressive medium with the surface decreases. A lot of inhibitors that are used in gas fields are “film amine”, which forms a protective film on the metal surface. Most

of the corrosion inhibitors introduced into natural gas pipelines are organic nitrogen substances. Inhibitors are not always able to prevent corrosion in the upper part of pipelines. In these cases, volatile corrosion inhibitors and inhibitors that are injected into the foam matrix are recommended. Inhibitors form a thin layer of molecules on the metal surface. An intensive flow of gas, liquid or liquid-gas mixture is able to remove this layer. The effectiveness of inhibitors decreases in the presence of suspended solids and sand, as they attract inhibitor molecules. Inhibitors are attracted to the products of scale formation and corrosion, which reduces their effectiveness. It is recommended to carry out chemical cleaning before starting the injection of the corrosion inhibitor. From time to time, pipelines are cleaned using "pigs". When using inhibitors on gas wells, they must meet the requirements specified in the standards [5].

The use of methanol or ethylene glycol prevents the formation of hydrates in wells, as well as reduces the rate of corrosion. In addition, corrosion inhibitors must be compatible with other substances in the well. We can start or replace inhibitors without stopping and disrupting the production, transportation and production process. This is a great advantage compared to other methods of corrosion control. In addition, it is possible to continuously monitor the effectiveness of inhibitors and change their concentrations in accordance with changes in the corrosive activity of natural gas.

Water cooling systems. To combat corrosion, microbiological growth and scale formation, three chemicals are introduced into these systems: corrosion inhibitors, biocides and anti-scale agents. We can use inorganic inhibitors (NaNO_2 , Na_2SiO_3) in closed water cooling systems to cool pumps and compressors. Sodium nitrite protects carbon steel in fuel-water mixtures. They should be assessed in terms of health, safety and environmental damage. It is important to evaluate the effectiveness of corrosion inhibitors in laboratory and field conditions in order to select the appropriate inhibitor for a particular natural gas well. We can calculate the efficiency (E%) inhibitors in accordance with the following formula:

$$E=(C_{R0}-C_i)/C_0 \cdot 100\% \quad (2)$$

where C_{R0} and C_{Ri} are the rate of metal corrosion without an inhibitor and in the presence of an inhibitor, respectively.

Any change in dosage can dramatically affect the effectiveness. Inhibitors are administered continuously or periodically in portions. The first dose should always be large enough to protect the entire pipe surface. After that, it is necessary to reduce the dosage to the desired minimum so that this concentration is enough to create a protective layer. Corrosion monitoring using sensors or electrical resistance sensors (ER probes) is used to check the effectiveness of inhibitors and change their concentration, if necessary. It is important to install sensors and sensors inside the pipeline in places that may be susceptible to corrosion and scale formation, and monitor the entire internal space of the pipe. We must take into account that a natural gas field can age, and the chemical composition, temperature and pressure can change over time. As a result, the corrosion activity of natural gas may also change.

Corrosion monitoring in natural gas systems

It is important to monitor corrosion in natural gas systems, as there is a high risk to people and the environment in the event of holes and leaks of toxic and explosive gases. preventive anticorrosive methods are aimed at their development and increasing their effectiveness. the main task of monitoring is observation the state of corrosion of metal equipment and structures, the aggressiveness of the environment and the effectiveness of anti-corrosion measures. There are several ways to classify corrosion control methods. For example, direct and indirect methods. Direct measurement methods refer to parameters that directly depend on corrosion. For example, the thickness of the pipe wall or the mass of the metal coupon. Indirect measurement methods refer to parameters that affect indirectly or are affected (dissolved metal ions due to corrosion and detection of gas or liquid leaks due to holes caused by corrosion). Direct methods are divided into intrusive methods and non-intrusive methods. Indirect methods can be online and offline.

Real-time measurements are performed without removing the sensor from the process. The autonomous method means extracting a metal sample from the process flow for testing. monitoring makes it possible to observe corrosion in real or near real time. The inspection has a time delay between the incident and the investigation. The Inspection collects data about an event that has already occurred. We classify corrosion control methods into physical methods, environmental testing methods (chemical-analytical) and metal-environment boundary measurements.

Physical methods of control of metal properties

The weight loss (WL) method is based on the introduction of a metal sample of a known mass and area into the flow process, immersion for a certain period, removal, cleaning of corrosion products and other deposits and weighing. The loss of metal mass per unit area over a period of time is the rate of metal corrosion in a particular environment. The weight reduction method is considered the most correct among all existing corrosion control methods.

Monitoring of the environment and technological parameters

On the other hand, physicochemical analytical methods (Atomic optical emission spectroscopy with inductively coupled plasma and rotating disk electrode) are used to determine the concentration of metals that have been corroded in liquids with a sensitivity of ~ 1 ppm or less. what is the critical concentration of chemicals, which in turn affect the rate of corrosion (high or low) in the system? Acceptable values depend on the specific system and the type of corrosion phenomenon.

Monitoring of technological parameters includes measurement of flow, temperature, pressure and dew point temperature.

The advantage of physico-chemical analytical methods is their high sensitivity.

Exploring the metal-environment boundary

These methods are based on the physicochemical features of the metal-environment boundary and include electrochemical methods, analysis of corrosive materials and other complications on the metal surface, as well as the morphology of the surface of the corroded metal. Electrochemical methods can be used only in electrolyte solutions. These methods are used to monitor the effectiveness of cathodic protection of underground and underwater pipelines, reservoirs and other structures.

Online corrosion monitoring in real time

Real-time information is obtained immediately, usually within a few minutes. Basically, continuous monitoring of pipeline corrosion in real time is being developed. It is necessary to integrate it with the process control system, which means tracking technological parameters with data on the state of corrosion. Here are some pipeline corrosion control systems:

a) Corrosion Resistance Monitoring (RCM) – continuous measurements of pipe wall thickness using the "electrical resistance" method.

b) The Field Signature Method (FSM) is an electrical resistance method for determining the wall thickness of pipes: uniform corrosion, corrosion pits, erosion and cracks.

c) Advanced electronic corrosion sensors ER with fiber-optic communication channels – Monitoring the effectiveness of injections of anticorrosive chemicals.

d) In-Line Inspection (ILI) – Inspection to assess pipe corrosion and damage. The combination of physical methods, chemical-analytical and physico-chemical methods provides extensive information about the corrosive environment in pipes.

Monitoring the effectiveness of cathodic protection

The standards define the necessary values to verify the effectiveness of cathodic protection. In the fields, two criteria are used to determine the effectiveness and integrity of cathodic protection. The first criterion is that the electrical potential of the protected buried pipeline in the ground should be less than -0.85 V with respect to the reference electrode with saturated copper/copper sulfate (see page 105). The second criterion is a minimum of 0.1 V cathodic polarization between the surface of the structure and a stable reference electrode in contact with the electrolyte.

The study of the potential with a close interval (CIPS) and the DC Voltage Gradient (DCVG) are widely used to evaluate the effectiveness of cathodic protection of underground pipelines. The DCVG method is based on measuring the potential difference at a distance of about one meter above an underground pipe protected by cathodic protection. The larger the size of the defect in the coating, the greater the difference in potentials. This method allows you to detect defects of ~ 1 cm in the coatings on pipes buried in the ground to a depth of 1-2 meters.

Legislation

Important documents have recently been published outlining significant changes in Pipeline Safety Regulations aimed at improving the safety of onshore pipelines for the transportation and collection of natural gas throughout the United States [7]. It complements the security sphere, including additional characteristics for evaluation and repair for gas transmission pipelines that are located in the areas with an average population density where an incident may pose a danger to people's lives. The first step is the validation of materials [7]. To do this, a calculation formula is used that takes into account the specified minimum yield strength of the pipeline, wall thickness and diameter multiplied by the class location coefficient, which is based on population density and the number of residents living in the immediate vicinity of the pipeline. In the second stage, hydrostatic tests or other approved methods should be used to verify the length of the pipe in which there is no information.

Conclusion

Non-destructive testing and corrosion monitoring are important measures for detecting, predicting and preventing corrosion in natural gas systems. We must distinguish between corrosion monitoring, inspection and inspection. Inspection and survey work is performed as planned. corrosion monitoring is carried out daily without interruptions real-time information. Non-destructive testing and corrosion monitoring are interdisciplinary issues covering a wide range of fields, including various methods, sensors, instruments, data analysis and the use of standards. You can get the most realistic picture of the situation if you use various methods and tools. The choice of corrosion control methods need information about the type of equipment as they depend on it directly or design, conditions and tasks. Therefore, there is no absolute and ready-made offer for all systems and all cases. Corrosion control methods should be used as often as possible. The use of non-destructive testing and corrosion control can reduce the risk of failures to almost zero. Sometimes a visual inspection does not give any warnings about a significant breakdown, which requires a high cost of repair in a short time. It is necessary to develop and implement methods of non-destructive testing and corrosion control at the design stage of the project. The rate of corrosion changes at different distances and locations of equipment and structures. The more places are covered by corrosion sensors, the better we will determine and find out the current situation at the field with corrosion.

It is pointless to talk about the cost of corrosion control. These costs account for approximately 0.05% of the total losses from corrosion damage. The cost of corrosion control is much lower than the elimination of the consequences of corrosion destruction. The data of the methods of non-destructive testing and corrosion control (thickness and corrosion rate) are entered and displayed on the computer screen.

References

1. A. J. Kidnay, W. R. Parrish, D. G. McCartney, Fundamentals of Natural Gas Processing, Second Edition, CRC Press Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL, USA, 2011, 552 p.
2. NACE MR0175/ISO15156, Petroleum and natural gas industries – Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production, NACE International, Houston, TX, 2015, 164 p.
3. D. E. Milliams and R.N. Tuttle. ISO 15156/NACE MR0175 – A new international standard for metallic materials for use in oil and gas production in sour environments. Paper no. 03090, NACE CORROSION 2003 Conference, NACE International, Houston, TX, USA, 2003, 10 p.
4. Norsok M-001, Materials Selection, 5th Edition, 2014, 32 p.
5. Heidersbach R (2011) Metallurgy and Corrosion Control on Oil and Gas Production. John Wiley & Sons, Inc, Hoboken, New Jersey, USA.
6. Alec Groysman, Corrosion Problems and Solution in Oil Refining and Petrochemical Industry. Springer, Dordrecht, 2016, 356 p.
7. U.S. Code of Federal Regulations (CFR) Title 49, Part 192, “Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards”, Washington, DC: Office of Federal Register, 2016.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Оценка расходов для устойчивого функционирования внедряемой технологии

Вид расхода	Единица измерения	Стоимость за тонну	2022	2023	2024	2025
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	611,62	2,63	2,68	2,77	2,70
Общехозяйственные расходы	руб./т	27,12	1,17	1,19	1,23	1,20
Общепроизводственные расходы	руб./т	80,78	0,35	0,35	0,37	0,36
Прочие затраты	руб./т	482,24	2,08	2,11	2,18	2,13

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Оценка расходов для устойчивого функционирования внедряемой технологии

Годы	Текущие затраты							Налоги, включаемые в себестоимость				Итого эксплуатационных затрат
	Всего	в т.ч.:						Всего	в т.ч.:			
		заработная плата	содержание и эксплуатация оборудования	капитальный ремонт скважин	общепроизводственные расходы	амортизация основных фондов	прочие		НДПИ	Страховые взносы	прочие	
2022	8,75	1,92	2,63	0,00	1,52	0,61	2,08	39,96	37,66	0,595	1,71	48,72
2023	8,86	1,92	2,68	0,00	1,54	0,61	2,11	41,90	39,43	0,595	1,87	50,76
2024	9,07	1,92	2,77	0,00	1,59	0,61	2,18	56,46	53,63	0,595	2,24	65,53
2025	8,91	1,92	2,70	0,00	1,55	0,61	2,13	55,11	52,33	0,595	2,19	64,03
Итого:	35,60	7,68	10,78	0,00	6,21	2,43	8,50	193,43	183,05	2,38	8,01	229,03

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Оценка расходов для устойчивого функционирования внедряемой технологии

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Под-разряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение					Естественное освещение		Совмещенное освещение	
						Освещенность, лк		Сочетание нормируемых величин объединенного показателя дискомфорта UGR и коэффициента пульсации			KEO e_n , %			
						при системе комбинированного освещения	при системе общего освещения	UGR, не более	K_n , % не более	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	
														Всего
Средней точности	Св. 0,5 до 1,0	IV	a	Малый	Темный	750	200	400	25	20	4,0	1,5	2,4	0,9
			б	Малый	Средний	500	200	300	25	20				
				Средний	Темный									
			в	Малый	Светлый	400	200	200	25	20				
				Средний	Средний									
г	Средний	Светлый	-	-	200	25	20							
				Большой	Темный									
				"	"									
				"	Средний									