

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ПРОМЫСЛОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>

УДК 620.197:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Синицын Роман Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Синицын Роман Сергеевич

Тема работы:

<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ПРОМЫСЛОВОГО          ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ОТ          КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ          МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–67/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b> <i>(аналитический обзор литературных источников 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>	Процессы, происходящие с промышленным технологическим оборудованием и в трубопроводах при высокой коррозионной активности. Анализ причин возникновения коррозии. Выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности. Анализ современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с коррозией. Анализ ингибиторов. Порядок выбора метода противокоррозионной защиты.

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

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.02.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Синицын Роман Сергеевич		09.02.2023

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Синицын Роман Сергеевич

Тема работы:

<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ПРОМЫСЛОВОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Оценка промысловых условий в процессе сбора и подготовки скважинной продукции на нефтегазоконденсатных месторождениях	30
20.03.2023	Технологические аспекты противокоррозионной защиты на нефтегазоконденсатных месторождений	30
17.04.2023	Формирование эффективных комплексов для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов на нефтегазоконденсатных месторождениях	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
12.06.2023	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Синицын Роман Сергеевич		

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 115 страниц, в том числе 19 рисунков, 25 таблиц. Список использованных источников содержит 49 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: месторождение, газопровод, фонтанная арматура, коррозия, ингибитор.

Объектом исследования является промышленное технологическое оборудование и трубопровод.

Цель исследования – эффективность эксплуатации промышленного технологического оборудования и трубопроводов в условиях коррозионной агрессивности на нефтегазоконденсатных месторождениях.

В процессе исследования определены ключевые факторы, оказывающие влияние на протекание коррозионных процессов в присутствии агрессивных сред. Проанализированы современные методы защиты промышленного технологического оборудования и трубопроводов в условиях воздействия коррозионных сред (технологические методы, материальное исполнение, ингибиторы коррозии, защитные поверхности) и оценены возможности их использования.

В результате исследования сформирован комплекс методов для обеспечения работоспособности газопроводов, который включает анализ коррозионной опасности, выбор метода защиты и организацию системы коррозионного мониторинга.

Область применения – системы сбора и подготовки нефтегазоконденсатных месторождений.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 ОЦЕНКА ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	14
1.1 Анализ факторов, влияющих на агрессивность эксплуатационных сред на нефтегазовых объектах .....	17
1.2 Механизм внутренней коррозии на объектах нефтегазодобычи.....	30
1.3 Ключевые положения нормативных документов для эффективной эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов в условиях наличия коррозионно-активных сред .....	38
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОТИВОКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ .....	43
2.1 Обработка исходных данных по агрессивности эксплуатационных условий технологического оборудования и трубопроводов.....	43
2.2 Анализ опыта и современных методов борьбы с коррозионной агрессивностью на месторождениях .....	50
2.3 Применение ингибиторов коррозии: технические требования, технологии применения и оценка эффективности .....	55
2.4 Анализ технических решений по предупреждению коррозии технологического оборудования и трубопроводов .....	61
2.5 Организация системы коррозионного мониторинга, включающая определение мест отбора проб, точек установки узлов контроля скорости коррозии и их оснащение .....	65
3 ФОРМИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	70
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	77
4.1 Выручка от реализации продукции УКПГ .....	77
4.2 Капитальные вложения .....	78
4.3 Амортизационные отчисления .....	79
4.4 Эксплуатационные затраты .....	80
4.5 Налоговые отчисления .....	81
4.6 Оценка экономической эффективности проекта .....	81



5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	86
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	86
5.2 Производственная безопасность .....	89
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	90
5.3 Экологическая безопасность .....	103
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	105
5.5 Выводы к разделу .....	107
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	109
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	115

## ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтегазовая промышленность характеризуется вводом в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), которые приурочены к коллекторам с высокой геологической неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и аномальными условиями залегания. Высокое пластовое давление и температура в совокупности с агрессивными компонентами в добываемых средах будет приводить к разрушению структурной целостности промыслового технологического оборудования и трубопроводов из-за коррозии [1].

Затраты, связанные с коррозионными повреждениями всех видов, по оценкам экспертов составляют от 3 до 5 % валового национального продукта промышленно развитых стран. Общие ежегодные затраты на коррозию в нефтегазодобывающей отрасли оцениваются в 1,372 миллиарда долларов США, включая 589 миллионов долларов США на расходы по наземным трубопроводам и технологическому оборудованию, 463 миллиона долларов США в год на насосно-компрессорные трубы и еще 320 миллионов долларов США на капитальные затраты [2].

Одной из приоритетных задач на сегодняшний день, решаемых нефтегазовыми предприятиями, при разработке и эксплуатации месторождений является создание условий для эффективной и безопасной работы фонда скважин, систем сбора и подготовки продукции. Для обеспечения данных условий крайне важно понимать принцип и механизм образования коррозии для применения эффективных комплексных методов защиты.

Наиболее опасными проявлениями, угрожающими целостности трубопроводов и оборудования, является наличие в транспортируемой углеводородной продукции сероводорода ( $H_2S$ ), диоксида углерода ( $CO_2$ ) или кислорода ( $O_2$ ), которые в присутствии водной среды инициируют

протекание сероводородной (СВК), углекислотной (УКК), кислородной коррозии соответственно [3].

Самое большое количество разрушений нефтегазопроводов происходит в результате  $CO_2$ -коррозии углеродистых и низколегированных сталей [4]. Механизм  $CO_2$ -коррозии – сложный физико-химический процесс, на который оказывают влияние многие факторы и условия такие, как температура, минерализация, водородный показатель, структурная форма потока, парциальное давление  $CO_2$  и т.д. [5].

В осложненных условиях эксплуатации месторождения возможно разрушение и потеря герметичности эксплуатируемых объектов, что приведет не только к материальным и временным затратам на восстановление работы, но и устранению последствий экологического характера. Для предотвращения этих негативных последствий необходимо применять научно обоснованные и практически оправданные комплексные методы защиты от коррозии, а также методы контроля и мониторинга состояния оборудования и трубопроводов с целью своевременной выявления возможных повреждений и принятия мер по предотвращению аварийных ситуаций.

В настоящее время ведется эксплуатация  $H_2S$ -содержащего Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) и Бованенковского НГКМ, Чайндинского НГКМ и ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, характеризующихся высокой коррозионной агрессивностью, связанной с протеканием УКК. На вышеуказанных месторождениях либо уже возникли проблемы коррозионного характера, либо ожидаются в ближайшее время. Для обеспечения эффективной эксплуатации вышеуказанных месторождений необходимо комплексное решение по защите объектов системы сбора и подготовки углеводородного сырья от коррозии [3].

**Целью работы является:** эффективная эксплуатация промышленного технологического оборудования и трубопроводов в условиях коррозионной агрессивности на нефтегазоконденсатных месторождениях.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

1. Оценить промышленные условия в процессе сбора и подготовки скважинной продукции на нефтегазоконденсатных месторождениях;
2. Выбрать и обосновать современные технологические подходы противокоррозионной защиты на нефтегазоконденсатных месторождениях;
3. Сформировать эффективные комплексы для защиты от коррозии технологического оборудования и трубопроводов на нефтегазоконденсатных месторождениях.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

**ТРИЗ** – Трудноизвлекаемые запасы;

**ФЕС** – Фильтрационно-емкостные свойства;

**СВК** – Сероводородная коррозия;

**УКК** – Углекислотная коррозия;

**НГКМ** – Нефтегазоконденсатное месторождение;

**ОПО** – Опасный производственный объект;

**ВТД** – Внутритрубная диагностика;

**НКТ** – Насосно-компрессорная труба;

**ЭХК** – Электрохимическая коррозия;

**УКПГ** – Установка комплексной подготовки газа;

**ФА** – Фонтанная арматура;

**ВМР** – Водометанольный раствор;

**ЭХЗ** – Электрохимическая защита;

**УНГКМ** – Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение;

**АВО** – Аппарат воздушного охлаждения;

**ПКЗ** – Противокоррозионная защита;

**ЛКП** – Лакокрасочное покрытие;

**ИК** – Ингибитор коррозии;

**РИК** – Раствор ингибитора коррозии;

**ЗПКТ** – Завод по подготовке конденсата к транспорту;

**ВМС** – Водометанольная смесь;

**Коррозионная среда** – среда, в которой существуют условия для коррозии металлов.

**Коррозионная агрессивность среды** – способность среды вызывать коррозию в данной коррозионной системе.

**Коррозионная система** – система, включающая один или более металлов и все части среды, которые могут влиять на коррозию.

# **1 ОЦЕНКА ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ В ПРОЦЕССЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Первое упоминание о коррозии восходит к древним временам, когда было замечено, что металлические предметы, оставленные под воздействием стихий, со временем медленно разрушаются. Самый ранний зарегистрированный пример коррозии относится к 4–5 веку до нашей эры, когда древние египтяне использовали медь для создания бронзовых статуй. Со временем эти статуи подвергались коррозии из-за воздействия кислорода и воды, содержащиеся в воздухе. Древнегреческий философ Аристотель писал о коррозии металлов в своем труде «Метеорология» около 350 лет до нашей эры. Он заметил, что медь, при соприкосновении с воздухом, в конечном итоге позеленеет из-за образования зеленовато-голубой патины, которая, как мы теперь знаем, является результатом окисления меди [6].

На протяжении всей истории люди пытались найти способы предотвращения коррозии. Древние египтяне, например, использовали процесс, называемый лужением, для покрытия меди слоем олова, что помогало предотвратить коррозию. Древние греки и римляне также знали о воздействии коррозии на металлические предметы и разработали различные методы для предотвращения и замедления этого процесса, например, использование покрытия из расплавленного цинка для защиты железа от коррозии, процесс, который теперь известен как гальванизация.

В 19-ом веке ученые стали более систематически изучать коррозию. Одним из первых ученых, изучавших электрохимическую коррозию (ЭХК), был английский физик-экспериментатор и химик Майкл Фарадей. Его работы заложили основу для развития данной области. Фарадей предложил концепцию, согласно которой процесс коррозии вызывается протеканием электрического тока между поверхностью металла и окружающим электролитом. Этот процесс может привести к разрушению металла и потере

его структурной целостности. Не малый вклад в изучение внесли такие ученые, как Роберт Бойль, Луиджи Гальвани и Гемфри Дэви.

В 20-ом веке изучение ЭХК продолжало развиваться и расширяться, а новые материалы и технологии способствовали прогрессу в этой области. В 1943 году одиннадцатью инженерами-коррозионистами из трубопроводной промышленности была основана «Национальная ассоциация инженеров-коррозионистов». Данная организация помогла повысить осведомленность о важности защиты от коррозии в нефтегазовой промышленности и привела к разработке новых материалов и методов предотвращения коррозии, например, использование катодной защиты [7]. С 1928 г. катодная защита трубопроводов активно внедрялась в США. К 1930 г. она применялась уже на трубопроводах общей длиной более 300 км. В эти же годы получает распространение в Европе. В Советском Союзе к 1939 г. имелось более 500 установок катодной защиты.

Коррозия оборудования в нефтепромысловых системах является электрохимической и обусловлена присутствием в добываемой продукции минерализованной водной фазы и растворенных в ней коррозионных газов: кислорода, сероводорода и  $CO_2$ . Углекислотная коррозия характерна для большинства месторождений России. К ним относятся, прежде всего, нефтяные и газовые месторождения Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна, являющегося одним из крупнейших в мире. Здесь  $H_2S$  в продукции скважин практически отсутствует, а концентрация  $CO_2$  в нефти и попутном газе составляет в среднем 0,7–1,6 % (в отдельных случаях – 4–6 %).

До середины 20 века углекислому газу, как коррозионно-агрессивному компоненту, не придавалось серьезного значения, но ситуация резко изменилась с началом разработки глубоко залегающих залежей.

Первый опыт изучения и способов борьбы с УКК был приобретен в 1960–1970-е годы при эксплуатации газоконденсатных месторождений Краснодарского края (Березанское, Некрасовское, Юбилейное и др.). Эти месторождения отличались:

- высокими пластовыми давлениями и температурами (до 37 МПа и до 150°С соответственно);
- высокими концентрациями агрессивных компонентов ( $CO_2$ , органические кислоты);
- высокими дебитами газа и, следовательно, высокими скоростями потока (до 10–15 м/сек);
- большой глубиной скважин (до 3700 м), что может вызывать увеличение веса колонны лифтовых труб и соответственно повышать интенсивность разрушения труб от коррозии под напряжением;
- наличием в продукции скважин значительных количеств (до 45–50%) водного конденсата в жидкой фазе.

При обустройстве данных месторождений были применены напорные герметизированные системы сбора нефти и газа, исключавшие попадание в них значительных количеств кислорода. Таким образом, углекислый газ стал главным коррозионным компонентом продукции скважин. Из-за высоких парциальных давлений  $CO_2$  добываемый из скважин водный конденсат представлял собой концентрированный раствор угольной кислоты со значением pH, равным 4,0–5,5. Накопление водного конденсата в муфтовых зазорах НКТ приводило к катастрофически быстрому их разрушению. Глубина проникновения локальной коррозии достигала 5 мм/год. Впервые углекислотная коррозия вылилась в проблему, без решения которой было невозможно обеспечить нормальную эксплуатацию скважин и трубопроводов [8].

На Некрасовском, Митрофановском, Усть-Лабинском, Березанском и Майкопском месторождениях максимальное содержание  $CO_2$  достигало до 6,5 об. %, что усложняло работу и приводило к серьезным разрушениям подземного и наземного оборудования скважин, часто сопровождающихся авариями. На этих месторождениях коррозионные разрушения происходили значительно интенсивнее, чем на других. Сравнительный анализ показал, что снижение интенсивности происходило в порядке убывания парциального



давления  $CO_2$ . Скорости коррозионных процессов достигали значений до 5 мм/год. На ряде других объектов (Крыловское, Челоасское, Каневское месторождения) скорость коррозии составляла до 2 мм/год [9].

Позднее, в 1970–1980-е годы, были отмечены первые факты интенсивной коррозии трубопроводов в системах добычи и сбора нефти Самотлорского и ряда других нефтяных месторождений Западной Сибири. Отличительной их особенностью являлось присутствие  $CO_2$  в нефти и попутном газе в низкой концентрации (0,08–2,0 %), и, соответственно, небольшие парциальные давления  $CO_2$  в скважинах и трубопроводной системе. Несмотря на это, скорости коррозионного разрушения оборудования составляли 3–4 мм/год, а в отдельных случаях достигали 6–8 мм/год. По этим же данным на примере Самотлорского месторождения в условиях УКК приводятся сведения, что отдельные элементы скважинного оборудования (НКТ и др.) подвергались интенсивному коррозионному воздействию, также как и нижняя часть обсадных колонн газоконденсатных скважин, из-за скопления влаги и возникновения постоянного контакта металла с водной фазой.

На сегодняшний день изучение ЭХК проводится на междисциплинарной основе, современные исследования в этой области сосредоточены на разработке новых методов защиты и мониторинга коррозионных повреждений, а также на изучении новых материалов, которые более устойчивы к разрушению с течением времени.

### **1.1 Анализ факторов, влияющих на агрессивность эксплуатационных сред на нефтегазовых объектах**

Коррозия (от лат. *corrosion* – разъедание) металлов – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой [10].

Основным показателем опасности коррозии является ее скорость. Скорость коррозии определяют по потере массы металла и по глубинному

показателю. Данная величина выражается числом граммов металла, разрушенного в течение определенного времени на площади 1 м<sup>2</sup> (г/м<sup>2</sup>·год) или распространением процесса в глубь (мм/год).

$$K_M = \frac{m_0 - m_1}{S \cdot t}, \quad (1)$$

где  $m_0$  – начальная масса металла до испытания, г;

$m_1$  – масса металла после испытания, г;

$S$  – рабочая поверхность образца, м<sup>2</sup>;

$t$  – продолжительность испытания, час.

По глубинному показателю скорость коррозии рассчитывается по формуле:

$$K_\Gamma = \frac{\delta}{t}, \quad (2)$$

где  $\delta$  – глубина коррозии металла, мм;

$t$  – время, за которое определяется скорость коррозии, г.

Также глубинный показатель скорости коррозии возможно рассчитать на основании  $K_M$  по следующей формуле:

$$K_\Gamma = \frac{K_M}{\rho} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где  $\rho$  – плотность металла, г/м<sup>3</sup>.

Согласно ГОСТ 9.502-82 [11], если скорость коррозии превышает 0,1 мм/год, то среда относится к системе с повышенной и высокой коррозионной активностью. Если скорость коррозии менее 0,1 мм/год, то среда относится к системе со средней и низкой коррозионной активностью, таблица 1.

Таблица 1 – Шкала оценки коррозионной стойкости металлов и коррозионной активности системы [11]

Балл	Скорость равномерной коррозии, мм/год	Скорость равномерной коррозии, г/м <sup>2</sup> ·час	Коррозионная стойкость металла	Коррозионная активность системы
1	До 0,001	До 0,0009	Полностью устойчивый	Неактивная
2	Св. 0,001 до 0,005 включ.	Св. 0,0009 до 0,0045 включ.	Повышенная устойчивость	Низкая
3	Св. 0,005 до 0,01 включ.	Св. 0,0045 до 0,009 включ.		

Продолжение таблицы 1

4	Св. 0,01 до 0,05 включ.	Св. 0,009 до 0,045 включ.	Устойчивый	Средняя
5	Св. 0,05 до 0,10 включ.	Св. 0,045 до 0,09 включ.		
6	Св. 0,10 до 0,5 включ.	Св. 0,09 до 0,45 включ.	Пониженная	Повышенная
7	Св. 0,5 до 1,0 включ.	Св. 0,45 до 0,9 включ.		
8	Св. 1,0 до 5,0 включ.	Св. 0,9 до 4,5 включ.	Слабоустойчивый	Высокая
9	Св. 5,0 до 10,0 включ.	Св. 4,5 до 9,0 включ.		
10	Св. 10,0	Св. 9,0	Неустойчивый	Очень высокая

По типу разрушений различают коррозию наружную (атмосферная и почвенная) и внутреннюю.

Коррозию классифицируют: по механизму, по площади повреждения, скорости распространения и виду коррозионного повреждения, рисунок 1.

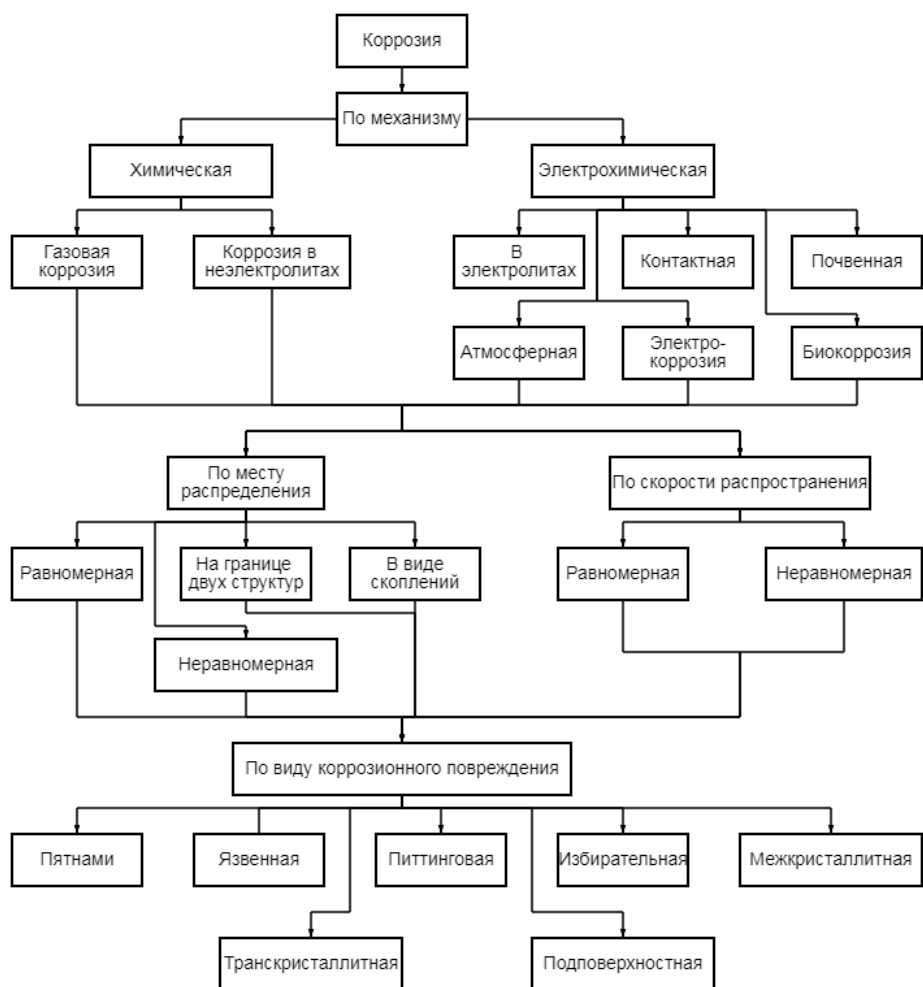


Рисунок 1 – Классификация коррозии

Химическая коррозия – взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают одновременно [10]. Данный процесс не сопровождается образованием электрического тока, а также отсутствует электролит. В процессе химической коррозии окислителем выступают компоненты агрессивной среды, например,  $CO_2$ ,  $Cl_2$ ,  $O_2$  и другие, а металл является восстановителем и окисляется.

Протекание химической коррозии возможно при условии, если изменение изобарно-изотермического потенциала отрицательно, что свидетельствует о том, что энергия Гиббса в исходном состоянии превышает энергию в конечном состоянии. Если данные показатели равны, то система находится в состоянии химического равновесия.

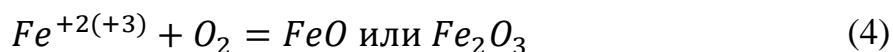
На скорость протекания химической коррозии влияет множество факторов (температура, давление, состояние поверхности, состав сплава и т.д.). Например, наличие в составе сплава железа добавок никеля, серы и марганца не будут оказывать влияния на процесс окисления, а добавки алюминия, меди, хрома будут замедлять процесс.

К химической коррозии относят коррозию в жидкостях неэлектролитах и газовую коррозию.

Газовая коррозия – химическая коррозия металла в газах, протекающая при температурах, когда конденсация влаги на поверхности металла невозможна [10]. Как правило, данный процесс протекает при высоких температурах и связан с разрушением металла при взаимодействии его с сухими газами. В процессе на поверхности образуется оксидная пленка. Это происходит в два этапа:

1. Адсорбция молекул газа на поверхности металла.
2. Взаимодействие металла и газа с образованием химического соединения.

Типичным случаем газовой коррозии является окисление железа кислородом:



Для того, чтобы оксидная пленка защищала металл от дальнейшей коррозии она должна соответствовать следующим требованиям: быть сплошной, твердой, износостойкой, а также иметь хорошее сцепление с поверхностью металла. Образование сплошной оксидной пленки возможно при условии, что молекулярный объем больше атомного объема металла, из которого он образовался.

Примером газовой коррозии является коррозия материалов двигателя внутреннего сгорания, камер сгорания под действием газовых продуктов горения топлива. В большинстве случаев сухие газы представлены кислородсодержащими газами, такими как, сухой воздух, углекислый газ, сухой водяной пар, чистый кислород. Причина газовой коррозии металлов – их термодинамическая неустойчивость в данной газовой среде при определенных внешних условиях (температуре и давлении).

Коррозия в неэлектролитах – коррозия в жидкостях, которые не проводят ток, например, нефть, керосин, бензин, бензол и др. Данный вид химической коррозии встречается значительно реже, чем газовая коррозия. Стоит отметить, что чистые неэлектролиты не реагируют с металлами, но с добавлением даже незначительного количества примесей процесс взаимодействия резко интенсифицируется. Например, если нефть будет содержать серу или серосодержащие соединения процесс химической коррозии незамедлительно ускорится, также на усиление коррозии может повлиять увеличение температуры и растворенный кислород.

Химическая коррозия в жидкостях-неэлектролитах подразделяется на несколько стадий:

- подход окислителя к поверхности металла;
- хемосорбция реагента на поверхности;
- реакция окислителя с металлом (образование оксидной пленки);
- десорбция оксидов с металлом (может отсутствовать);
- диффузия оксидов в неэлектролит (может отсутствовать).

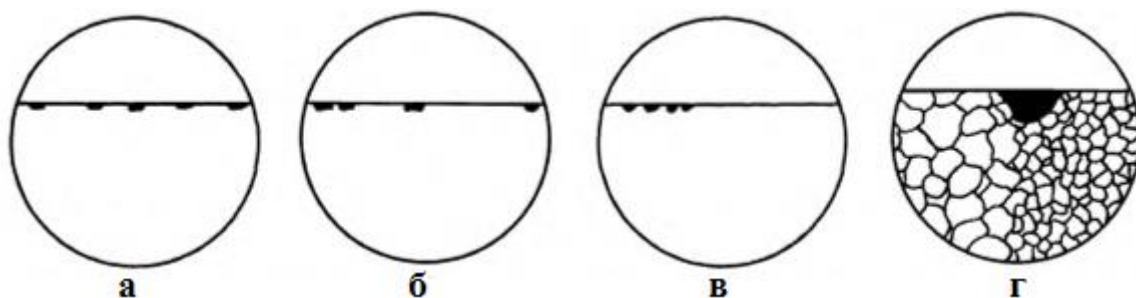
Электрохимическая коррозия – взаимодействие металла с коррозионной средой (раствором электролита), при котором ионизация атомов металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды являются реакциями сопряженных анодного и катодного процессов и их скорости зависят от электродного потенциала [10]. Обязательным условием является электропроводящая среда, например, водные растворы кислот, щелочей и др. Причина – термодинамическая неустойчивость металла в различных средах при определенных условиях. Именно ЭХК характерна для оборудования и трубопроводов в нефтепромысловых системах.

К ЭХК относят следующие виды коррозии:

- коррозия в электролитах (воздействие среды, проводящей электрический ток, на поверхность металла);
- почвенная коррозия (воздействие коррозионно-агрессивной почвенной среды на поверхность металла);
- электрокоррозия (воздействие электрического тока от внешнего источника на поверхность металла);
- биокоррозия (воздействие микроорганизмов на поверхность металла);
- атмосферная коррозия (воздействие атмосферного воздуха на поверхность металла);
- контактная коррозия (взаимодействие двух разнородных металлов);

По месту распределения коррозионного поражения коррозия бывает, рисунок 2:

- равномерно распределенное коррозионное поражение;
- неравномерно распределенное коррозионное поражение;
- коррозионное поражение в виде скоплений;
- коррозионное поражение на границе двух структур.



а – равномерно; б – неравномерно; в – в виде скоплений; г – на границе двух структур

Рисунок 2 – Коррозия по месту распределения поражения [12]

По скорости распространения коррозия подразделяется на равномерную и неравномерную.

Различают следующие виды коррозионного разрушения, представленные на рисунке 3:

1. Равномерная или общая, то есть равномерно распределенная по поверхности металла. Данный вид наименее опасен, так как легко оценить степень разрушения изделия.

2. Неравномерная или местная, сосредоточенная на отдельных участках поверхности, представляющая опасность по причине сложного обнаружения. Местная коррозия бывает:

- в виде пятен (длина значительно больше глубины коррозионного повреждения);
- в виде язв (длина примерно равна глубине коррозионного повреждения);
- в виде точек или питтинговая (длина значительно меньше глубины коррозионного повреждения).

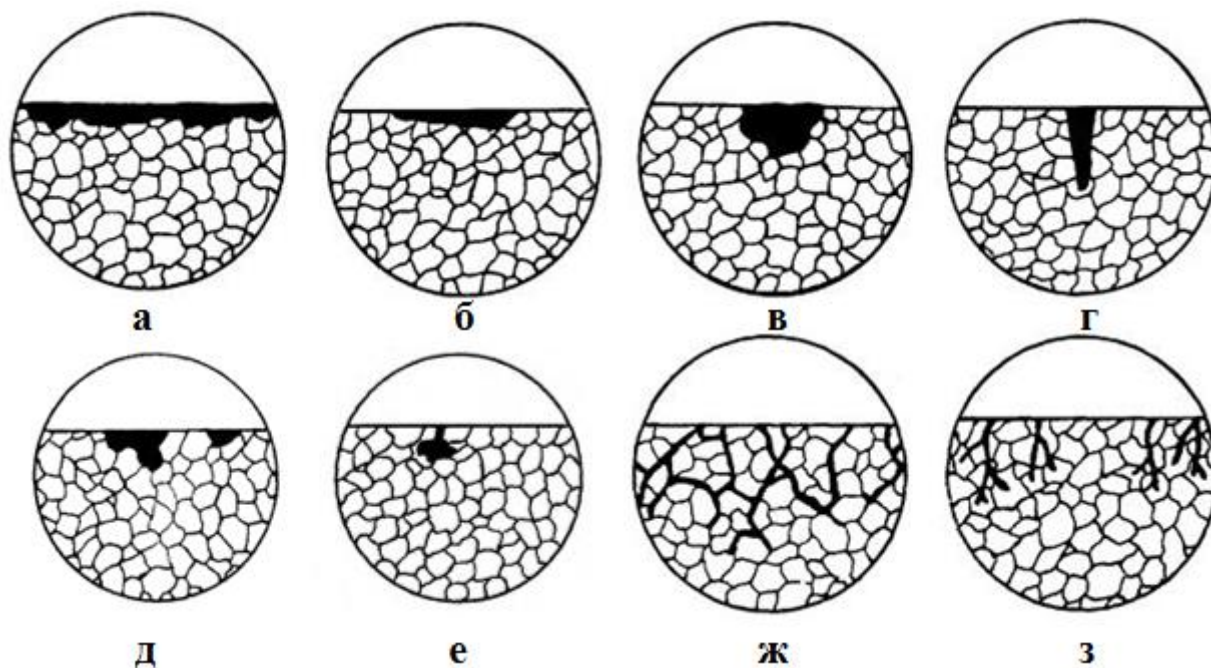
3. Избирательная. Коррозионное поражение, которому подвергнуты только отдельные зерна металла.

4. Подповерхностная коррозия характерна тем, что большая часть коррозионного разрушения расположено под поверхностью металла.

5. Межкристаллитная коррозия. Коррозионное поражение по границам зерен металла. Стоит отметить, что возможно затрагивание границ всех зерен или только отдельных. Это опасный вид коррозии, так как сила

сцепления между зернами уменьшается, что приводит к потере прочности изделия на относительно ранней стадии, и разрушение может произойти в любой момент.

б. Транскристаллитная коррозия является самым опасным видом коррозии, так как коррозионное поражение идет не только по границам зерен металла, но и по телу самого зерна.



а – равномерная коррозия; б – коррозия пятнами; в – коррозионная язва; г – питтинговая коррозия; д – избирательная коррозия; е – подповерхностная коррозия; ж – межкристаллитная коррозия; з – транскристаллитная коррозия

Рисунок 3 – Виды коррозионных разрушений [12]

Факторы, влияющие на скорость коррозии, разделяют на две основные группы – внешние и внутренние. К внешним относятся температура, давление, водородный показатель, минерализация, гидродинамика потока, содержание и парциальное давление  $CO_2$  и  $H_2S$  и т.д., то есть те факторы, которые связаны с составом коррозионной среды и условиями эксплуатации. Внутренние факторы включают в себя состояние поверхности, химический состав, структуру, внутренние напряжения стали.

Парциальное давление  $CO_2$  и  $H_2S$



Согласно ГОСТ Р 51365-2009 [13], скорость общей коррозии зависит от взаимодействия различных факторов окружающей среды, эксплуатационных условий, а также факторов, представленных в таблице 2.

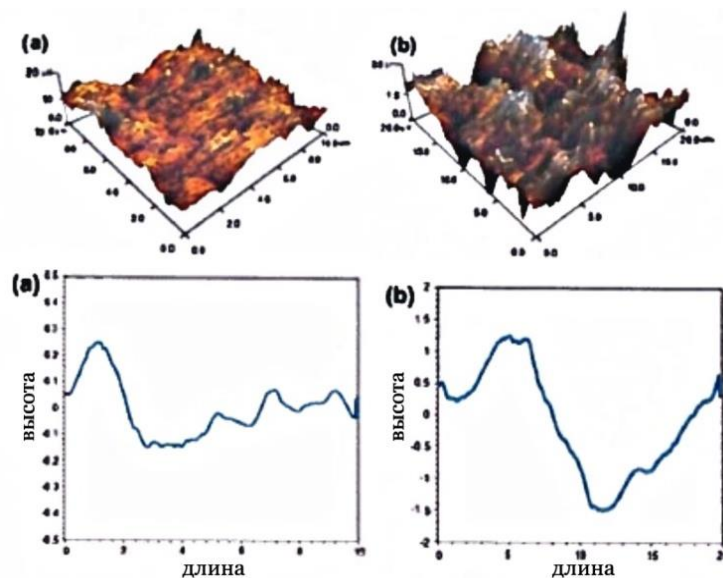
Таблица 2 – Шкала оценки коррозионной стойкости металлов и коррозионной активности системы [13]

Скважинная среда	Относительная коррозионная агрессивность скважинной среды	Парциальное давление $CO_2$ , МПа
Обычная, содержащая $CO_2$	Некоррозионная	До 0,05
	Слабокоррозионная От умеренной до высококоррозионной	0,05–0,21 Св. 0,21
Кислая среда, содержащая $CO_2$ и $H_2S$	Некоррозионная	До 0,05
	Слабокоррозионная От умеренной до высококоррозионной	0,05–0,21 Св. 0,21

#### Температура, водородный показатель, минерализация

Влияние температуры на скорость коррозии связано с тем, что при повышении температуры скорость диффузии ионов увеличивается, следовательно, увеличивается и скорость коррозии.

На рисунке 4 представлены изображения поверхности, а именно внешний вид и профиль, стали после испытаний в среде, насыщенной  $CO_2$  при температуре 20 °С (а) и 70 °С (б). Видно, что степень неоднородности поверхности стали при температуре испытаний 70 °С, существенно выше, чем при 20 °С. Это подтверждается и профилем поверхности стали: углубления при 20 °С достигают 0,15 мкм, а при 70 °С почти в 10 раз выше – до 1,5 мкм [14].



а – 20 °С; б – 70 °С

Рисунок 4 – Внешний вид и профиль стали после испытаний в среде, насыщенной  $CO_2$ , в зависимости от температуры [14]

Величина  $pH$  – это мера кислотности или щелочности по шкале от 1 до 14. Данный показатель, если равен семи, является нейтральным, что указывает на то, что положительно заряженные ионы водорода (то есть кислоты) и отрицательно заряженные гидроксид-ионы (щелочи) находятся в равновесии. Если среда становится более кислой  $[H^+] > [OH^-]$ , то это приводит к более интенсивной коррозии. В щелочной среде, где имеется избыток отрицательно заряженных гидроксид-ионов и величина  $pH$  стремится к 14, сталь не подвергается коррозии.

Стоит отметить, что водородный показатель меньше 7 (кислый) не только ускоряет коррозионные процессы, но и негативно влияет на образующиеся продукты коррозии. Они получаются рыхлыми и легко растворимыми.

Гравиметрические испытания, проведенные при атмосферном давлении с постоянным барботированием  $CO_2$ , в модельных средах, представленных в таблице 3, показали следующие результаты, рисунок 5:

- при температуре 20 °С увеличение минерализации с 1 до 450 г/л влечет уменьшение скорости коррозии;

- рост температуры до 50 °С и увеличение минерализации с 1 до 12 г/л приводит к значительному повышению скорости коррозии;
- дальнейший рост температуры до 70 °С стабилизирует скорость коррозии, зависимость от минерализации в интервале от 1 до 25 г/л не наблюдается.

Таблица 3 – Модельная среда для проведения лабораторных испытаний [15]

Модель воды	Минерализация, г/л	Тип воды, по В.А. Сулину	Водородный показатель
MB1	1	ГКН	6...7
MB2	1...2	ГКН	
MB3	1...2	ГКН	
MB4	1...2	ХК	
MB5	1...2	ХМ	
MB6	3...4	ГКН	
MB7	9...10	ГКН	
MB8	9...10	ХК	
MB9	10...12	ГКН	7...8
MB10	19...20	СН	
MB11	20...25	ХМ	
MB12	20...25	СН	
MB13	30	ГКН	6
MB14	300...330	ХК	
MB15	340...350	ХК	
MB16	340...350	ХК	
MB17	450	ХК	

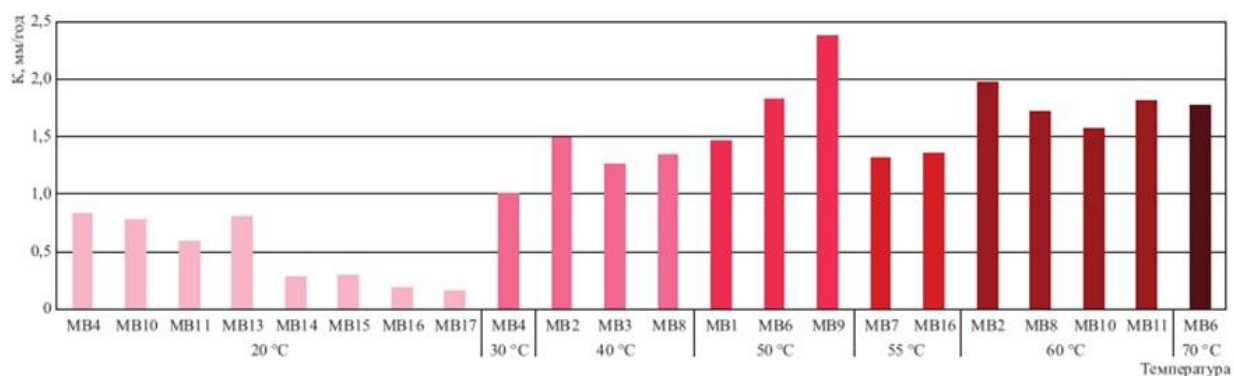


Рисунок 5 – Зависимость скорости коррозии модельных сред от температуры и минерализации при гравиметрических испытаниях [15]

### Гидродинамика потока

Формирование структурной формы потока зависит от соотношения жидкой и газовой фаз, их физических свойств, размера трубопровода и положение его в пространстве. Выделяют шесть основных форм потока,

представленные на рисунке 6. Каждая структура по-своему влияет на протекание коррозионного процесса, поэтому целесообразно рассмотреть каждую из них в отдельности.

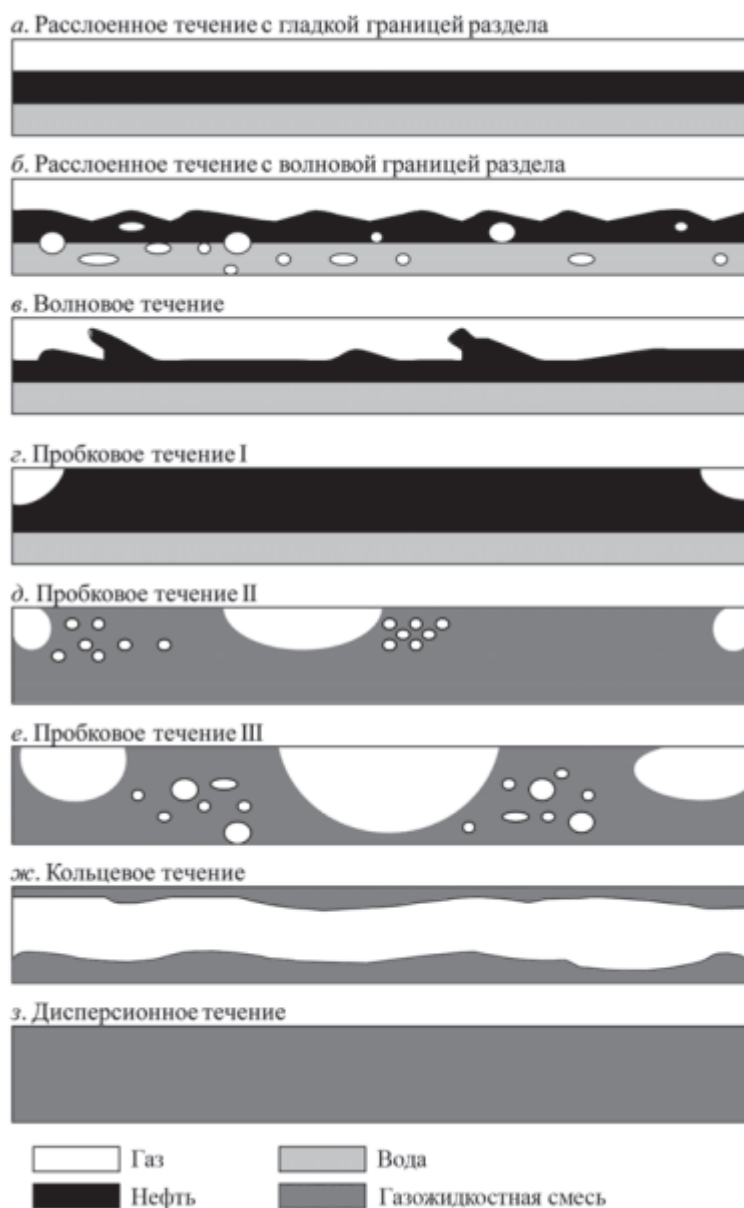


Рисунок 6 – Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубопроводах [8]

Отдельно стоит выделить расслоенное с гладкой и волновой границей раздела и волновое течение. В данных формах при малых скоростях будет происходить разделение жидкой фазы на водную и углеводородную из-за разностей плотностей, а газ будет перемещаться по верхней составляющей трубы. В нижней части будет находиться вода, что в последствие приведет к образованию застойных зон в местах перед возвышением трубопровода,

перед компенсаторами и др. При данной структурной форме возможно как общая, так и локальная коррозия, преимущественно протекающая по нижней образующей трубы и в местах скопления воды.

Пробковое течение образуется из-за разности скоростей газа и жидкости (скорость течения газа во много раз превышает скорость течения жидкости). Стоит отметить, что даже при небольших углах наклона трубопровода частота пробок увеличивается в несколько раз, ускоряя коррозионные процессы. Интенсивность протекания коррозионных процессов при данной структурной форме потока зависит от парциального давления агрессивных газов и температуры.

Кольцевое течение представляет движение жидкости по стенке, а газа по центру трубы. При условии, что содержание в жидкости воды меньше 50 %, можно считать, что данная форма потока благоприятна с точки зрения коррозии, так как стенки трубопровода будут взаимодействовать с эмульсией вода в нефти. Если содержание воды превышает 50 %, то это приведет к относительно равномерной коррозии по всему сечению трубы. В данном случае эффективно применять ингибитор коррозии.

Дисперсионное течение представляет собой движение газожидкостного потока по всему сечению трубопровода (жидкость диспергирована в газе), что приводит к постоянным ударам капель о стенки трубы и возникновению эрозии.

#### Внутренние факторы

Состояние поверхности стали имеет весомое значение в скорости протекания коррозионных процессов. При наличии шероховатости возможно скопление влаги и различных механических примесей в углублениях, что будет интенсифицировать процесс коррозии. Поверхность, прошедшая качественную полировку, является более благоприятной, так как пленка продуктов коррозии будет образовываться плотной и сплошной.

Разнородность структуры сплава также имеет значительное влияние на скорость коррозии. Из-за гетерогенности возможно образование анодных и катодных участков, которые могут сильно ускорить процесс коррозии.

Наличие в составе сплава алюминия, кремния и хрома, а также увеличение содержание углерода замедляет процесс окисления. Проведенные испытания углеродистой стали в среде, насыщенной диоксидом углерода, при температуре 70 °С и величиной  $pH$ , равной 5,9, установили, что увеличение содержание хрома способствует уменьшению скорости коррозии из-за формирования плотной защитной пленки, обогащенной  $Cr$ , рисунок 7 [16].

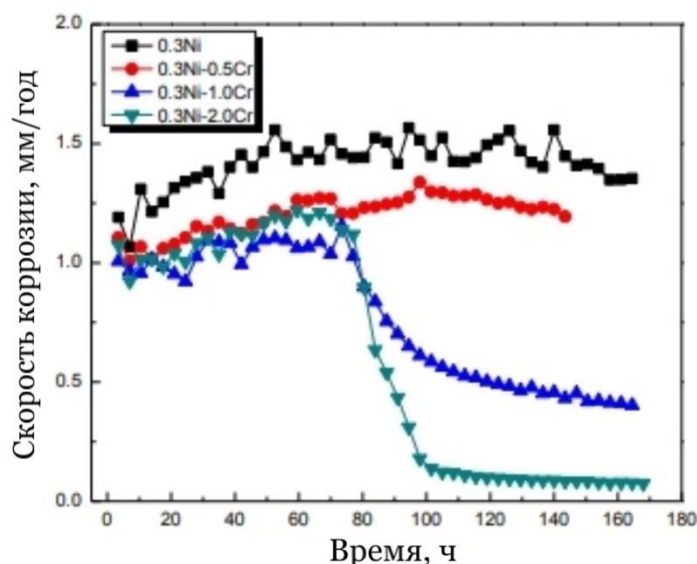


Рисунок 7 – Изменение скорости коррозии для углеродистых сталей при  $pH = 5,9$  и 70 °С [16]

Механический фактор: при воздействии на сплав нагрузок происходит нарушение кристаллической структуры, усиливается гетерогенность, а также разрушается защитная пленка продуктов коррозии. Это все в значительной мере способствует ускорению коррозионных процессов.

## 1.2 Механизм внутренней коррозии на объектах нефтегазодобычи

Коррозия промышленного технологического оборудования и трубопроводов на НГКМ вызвана наличием в добываемой продукции

минерализованной водной фазы, которая содержит коррозионно-агрессивные компоненты: кислород, сероводород, углекислый газ, и протекает по электрохимическому механизму.

Процесс ЭХК можно представить следующим образом, металлы в электролите, обладающие разными электродными потенциалами, образуют гальванические пары. Тот металл, который выделяет больше всего положительно заряженных ионов, будет взамен получать высокий отрицательный заряд, тем самым разрушаясь. Стоит заметить, что чем выше температура, разность потенциалов металлов и степень неоднородности структуры, тем интенсивнее будет протекать коррозия.

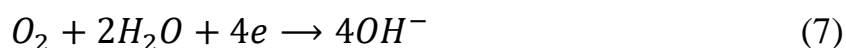
Катодом выступает участок, обладающий более положительным потенциалом, а анодом участок с более отрицательным потенциалом. Это приводит к тому, что участки металла, представляющие аноды гальванических пар, начинают разрушаться, а их атомы переходят в электролит в форме ионов, оставляя эквивалентное число электронов в аноде:



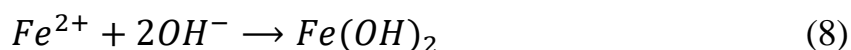
Второй электродный процесс – катодный. На катоде проходит реакция восстановления:



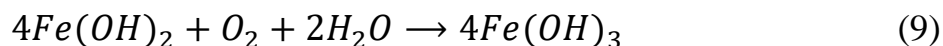
Происходит ионизация молекул кислорода с образованием гидроксильных ионов в зависимости от величины  $pH$  среды: если  $pH < 4,3$ , то образуется молекулярный водород; если  $pH > 4,3$ , то в результате взаимодействия электронов с кислородом, растворенным в воде, образуются активные гидроксильные группы:



Далее, катионы  $Fe^{2+}$  и ионы  $OH^-$  взаимодействуют с образованием закиси железа:



Если в воде достаточно свободного кислорода, закись железа может окислиться до гидрата окиси железа, который выпадает в виде осадка:



В результате перехода электронов с анода на катод потенциал катода становится более отрицательным, а потенциал анода более положительным. В этом случае происходит явление выравнивания потенциалов, что вызывает прекращение тока и коррозии.

На рисунке 8 схематически представлен процесс УКК, на первых этапах которого происходит активное растворение металла и образование несплошного слоя из продуктов коррозии (карбонатные минеральные отложения) [17].

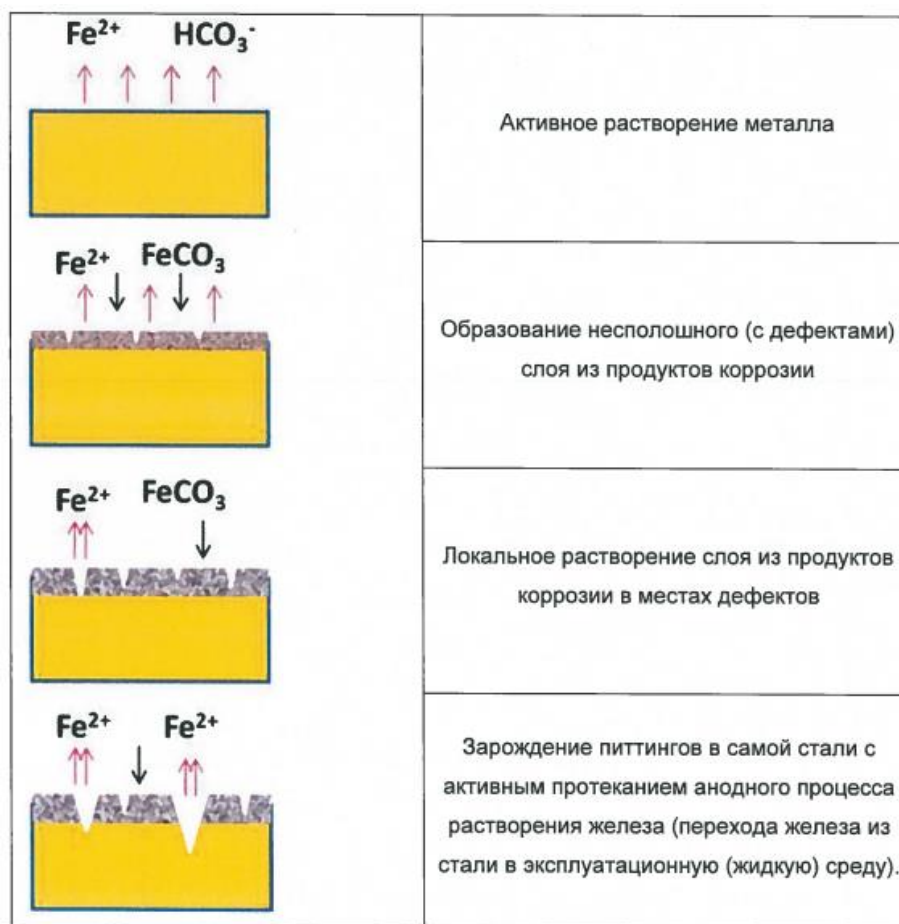
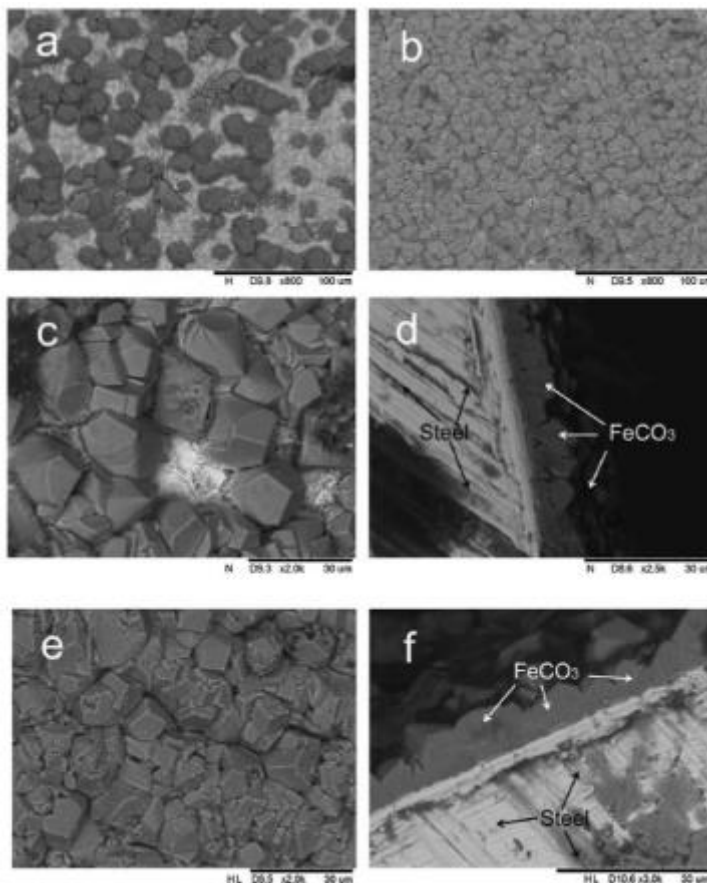


Рисунок 8 – Схема протекания процесса углекислотной коррозии [17]

Основным продуктом коррозии, образующимся при УКК, является карбонат железа. На рисунке 9 представлен внешний вид образования осадка карбоната железа через 15, 30 и 60 часов в 3% растворе *NaCl*, барботируемом



$CO_2$ . Следующим этапом служит, как правило, локальное удаление пленки из продуктов коррозии с поверхности металла. Осуществляться это может из-за абразивного воздействия частиц, вибрации, гидравлических ударов и т.д.



a – через 15 ч; b и c – через 30 ч; d – через 30 ч (вид в разрезе); e – через 60 ч;  
f – через 60 ч (вид в разрезе)

Рисунок 9 – Фотографии образования осадка карбоната железа на стали [18]

С течением времени образовавшиеся углубления в пленке продуктов коррозии могут начать объединяться, что повлечет за собой потерю контакта с поверхностью металла и отслаивание. Данная поверхность металла станет анодным участком и начнет интенсивно разрушаться, образуя язвы, питтинги и др.

Такой же исход может получиться и в результате неравномерного смачивания водной фазой внутренней поверхности трубопровода, что возможно при относительно небольшом содержании воды в продукции и высокой скорости движения газожидкостной смеси. Водная фаза будет

контактировать с поверхностью металла только на отдельных участках, образуя на них локальные коррозионные повреждения.

Одним из типов локальных коррозионных повреждений является мейза-коррозия, которая характеризуется значительными по площади областями повреждений чередуясь с площадями металла, не затронутыми коррозией, рисунок 10.



Рисунок 10 – Мейза-коррозия НКТ [8]

На Ван-Еганском НГКМ были проведены исследования продуктов коррозии, образованных на внутренней поверхности НКТ. Полученные данные свидетельствуют о том, что преимущественно осадки состоят из карбоната кальция или карбоната железа (до 94 %). Стоит отметить, что продукты коррозии, содержащие карбонат железа, находятся на поврежденных коррозией участках, а обогащенные карбонатом кальция – неповрежденных участках.

Механизм мейза-коррозии можно условно разделить на четыре стадии, рисунок 11.

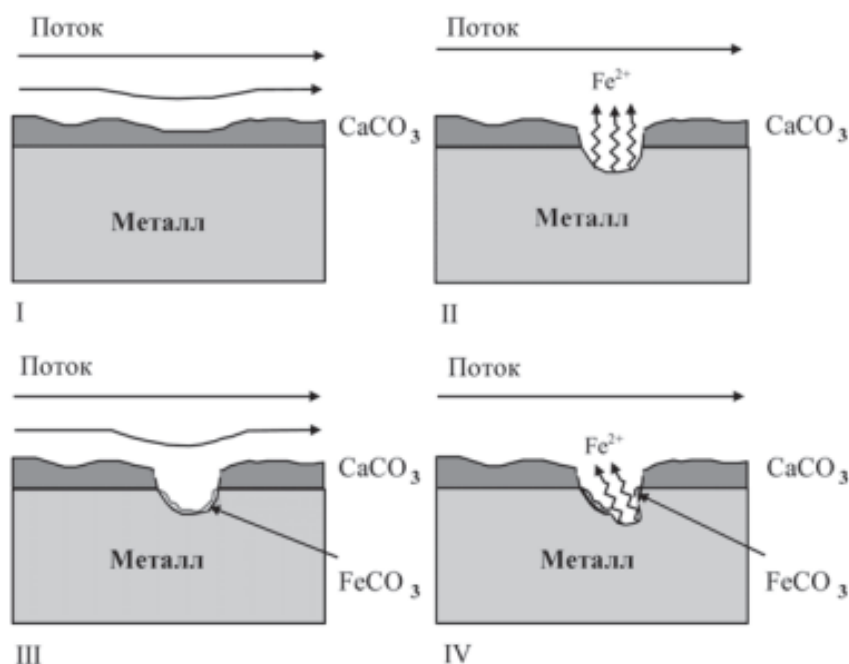


Рисунок 11 – Механизм мейза-коррозии [8]

На первой стадии образуется пленка осадка из карбоната кальция на поверхности металла. После чего вследствие турбулентности потока, абразивного воздействия частиц происходит отслаивание части осадка, что приводит к возникновению анодного участка и разрушения металла с образованием язв. На третьей стадии в результате интенсивного выделения ионов железа в язве образуется защитный слой карбоната железа, который в процессе также разрушается и получается образование язвы в язве, рисунок 10 [8].

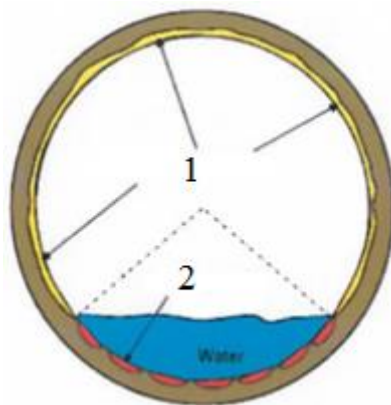
К потенциально коррозионно-опасным участкам промышленного оборудования и трубопроводов можно отнести места сужения и изменения направления потока, а также участки, в которых будет происходить скопление водной фазы. Как правило, в данных зонах коррозия носит локальный характер, что делает ее еще более опасной из-за возможности возникновения серьезной аварии вследствие нарушения структурной целостности оборудования и трубопроводов, рисунок 12.



Рисунок 12 – Свищ на выкидной линии перед АГЗУ

На месторождениях Краснодарского края накопление кислого водного конденсата в муфтовых зазорах НКТ приводило к их быстрому разрушению, также как и фитингов обвязки наземного оборудования скважин и т.д. Вследствие чего через 3-6 месяцев эксплуатации поверхность прямых участков разрушалась на глубину до 1 мм., в то время тройники и катушки фонтанной арматуры (ФА) за это время разрушались на глубину 5-8 мм. Затворные узлы задвижек ФА выходили из строя через 1-2 месяца эксплуатации. Шлейфовые трубопроводы корродировали по нижней образующей на глубину от 3 до 5 мм/год [19].

При транспортировке газожидкостной смеси потенциально-опасными будут места конденсации влаги, на верхней образующей трубы и места скопления воды на нижней образующей трубы, рисунок 13.



1 – коррозия по верхней образующей трубы; 2 – коррозия по нижней образующей трубы

Рисунок 13 – Схематическое изображение коррозии в газопроводе [3]

Стоит разделять пластовую и конденсационную воду из-за их разного химического состава и воздействия на коррозионные процессы. Конденсационная вода образуется в результате снижения температуры ниже точки росы. Ее состав отличается более низкой минерализацией в сравнении с пластовой водой и содержанием только компонентов газа. Хорошую растворимость в конденсационной воде имеют диоксид углерода и сероводород, которые приводят к снижению водородного показателя.

Проблемы коррозии по верхней образующей трубы, которая вызвана конденсацией газа, могут начинаться уже в процессе поднятия по НКТ из-за снижения температуры. На устье скважины происходит резкое изменение давления в результате работы дросселя, что также способствует выделению жидкой фазы. При дальнейшем транспорте природного газа происходит конденсация на внутренней поверхности трубопроводов по причине разности температур потока и окружающей среды. На установке комплексной подготовке газа основной агрессивной средой выступает водометанольный раствор (ВМР) в присутствии диоксида углерода. Все объекты (сепараторы, емкости, разделители и др.), которые контактируют с ВМР, могут подвергаться коррозии, а степень агрессивности будет зависеть от содержания воды.

Другой причиной опасности может быть контактная коррозия, когда при контакте разнородных сталей в агрессивной среде, менее благородная из

них, будучи анодной зоной, будет подвергаться большому коррозионному разрушению. Любые возможные неоднородности будут приводить к возникновению и в дальнейшем к локализации коррозионных процессов, например, между броней кабеля и НКТ.

### **1.3 Ключевые положения нормативных документов для эффективной эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов в условиях наличия коррозионно-активных сред**

Нефтегазовая промышленность строго регулируется федеральным законом № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», разработанными в соответствии с данным законом. На основании этих документов, были выделены обязательные требования, предъявляемые к организациям, эксплуатирующим ОПО, в области коррозии:

- разработка и применение мер защиты от внешней, подземной и внутренней коррозии (использование коррозионно-стойких сталей и нанесения защитных покрытий, ингибиторная защита и др.);
- оснащение технологического оборудования и трубопроводов специальными устройствами для контроля за коррозией;
- наличие герметичных установок ввода ингибиторов коррозии в системе сбора и подготовки нефти и газа;
- коррозионно-стойкое исполнение трубопроводов при скорости коррозии более 0,2 мм/год.

Стоит отметить, что в данном документе крайне мало уделяется внимания к борьбе с коррозией, поэтому необходимо рассмотреть другие нормативные документы, касающиеся защиты от коррозии.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [20], который распространяется на вновь строящиеся и реконструируемые промышленные стальные трубопроводы номинальным диаметром до 1400 включительно с

избыточным давлением среды не выше 32,0 МПа газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений и подземных хранилищ газа, ингибитор коррозии применяется, если при испытании в реальной или модельной эксплуатационной среде скорость коррозии превышает 0,1 мм/год, при этом в испытаниях должны быть учтены условия, которые влияют на коррозионную активность (температура, давление, минерализация, водородный показатель, обводненность углеводородов, механические примеси, агрессивные газы и др.). Также при использовании ингибиторной защиты скорость общей коррозии не должна превышать 0,1 мм/год.

Особое внимание в данном документе уделено различным методам защиты от коррозии промысловых трубопроводов. Кроме использования ингибитора коррозии для защиты внутренней поверхности трубопровода, также применяется способ нанесения защитных покрытий на основе эпоксидных лакокрасочных материалов. Для защиты от атмосферной коррозии также применяются лакокрасочные покрытия на основе эпоксидных и полиуретановых материалов, но при этом необходимо учитывать их устойчивость к нагрузкам, которые появляются в результате перепада температуры. Для подземных трубопроводов возможно применение электрохимической защиты (ЭХЗ), средства, предусмотренные проектом, которой следует вводить в работу не более месяца после укладки и засыпки участка трубопровода, а в остальных случаях не позднее трех месяцев.

Согласно ГОСТ Р 9.905-2007 [21], который распространяется на металлы, сплавы, защитные покрытия, средства противокоррозионной защиты, детали и другую аналогичную продукцию и устанавливает общие требования к образцам, аппаратуре и проведению коррозионных испытаний, образцы для испытаний должны иметь одинаковую форму, размеры, шероховатость и в обязательном порядке обработаны и (или) покрыты одинаковым способом. Маркировка образца должна включать в себя следующую информацию:

- химический состав материала и его обозначение по нормативному документу;
- состояние материала и этапы изготовления;
- форма заготовки;
- положение и ориентация образцов в исходном материале;
- размеры и масса образца;
- состояние поверхности материала;
- механические свойства материала;
- структура материала, включая любую химическую или механическую предварительную обработку;
- защитные слои и покрытия.

Размеры и форма образца выбирается в зависимости от метода испытания. Для плоских образцов рекомендуется использование следующих размеров: 150x100 мм; 100x50 мм; 50x50 мм. При этом толщина варьируется от 0,5 до 3,0 мм, чтобы исключить деформацию во время испытания. На поверхности образца должны отсутствовать какие-либо дефекты. Количество испытываемых образцов зависит от общей продолжительности испытания, частоты съёмов и осмотров образцов во время испытания, но их количество должно быть не менее трех при параллельном испытании.

Описание коррозионной среды, выбираемой для испытаний, должно содержать информацию о ее составе и способе подготовки. В процессе испытаний необходимо производить контроль состава среды и при необходимости производить корректировку.

Подготовка испытываемых образцов заключается в следующих действиях:

- очистка и обезжиривание;
- осмотр внешнего вида поверхности на отсутствие признаков коррозии и различных дефектов;
- выбор способа размещения, так как от него зависят результаты испытаний (вся поверхность образца должна подвергаться



воздействию среды, минимальное соотношение объема жидкой среды к поверхности образца 10 мл/см<sup>2</sup>, крепления образцов должны занимать минимальную площадь и не вызывать коррозию и загрязнение);

Испытания образцов проводятся в соответствии с программой испытаний. Продолжительность зависит от цели испытания, испытываемых материалов, средств защиты и т.к. Рекомендуемая продолжительность составляет 24, 48, 96, 240, 480, 720, 2016 часов. После завершения испытаний образцы хранят в эксикаторе для того, чтобы исключить дальнейшее развитие коррозии.

Удаление продуктов коррозии с образцов металлов, сплавов регламентируется нормативным документом ГОСТ Р 9.907-2007 [22]. Первым делом необходимо удалить непрочно прилегающие продукты коррозии с помощью щетки с мягкой щетиной или под струей воды. Оставшиеся на образце продукты коррозии необходимо удалить одним из следующих методов:

- химический метод заключается в использовании растворов определенного состава в зависимости от требований технического документа на конкретный материал;
- электрохимический метод заключается в действие постоянного электрического тока в электролите определенного состава в зависимости от используемого металла;
- механический метод заключается в использовании шкурки с зернистостью до 10 мкм, металлической или волосяной щетки, механических ударах и др.

После удаления продуктов коррозии необходимо промыть образец сначала водопроводной водой, а затем дистиллированной. Следующий этап это сушка, которая может осуществляться как в сушильном шкафу, так и погружением образца в этиловый спирт с последующим обдувом вентилятором. Затем производится взвешивание образца.

Завершающим этапом является оценка результатов (изменение массы, размеров, внешнего вида и др.) и занесения информации в протокол испытания.

В дополнение к нормативным документам существуют отраслевые стандарты. Так крупнейший в России производитель и экспортёр сжиженного природного газа ПАО «Газпром» установил свои собственные стандарты, касающиеся защиты от коррозии. Эти стандарты затрагивают такие темы, как: мониторинг и прогноз коррозионного состояния объектов и оборудования, оборудование систем противокоррозионной защиты, требования к внутренним и наружным защитным покрытиям, методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии и допуск к их применению и т.д.

Компаниям, работающим в нефтегазовой отрасли России, важно быть осведомленными об этих нормативных правовых документах и соблюдать их требования для обеспечения безопасного и эффективного производства. Несоблюдение данных правил может привести к юридическим и финансовым последствиям, а также к рискам безопасности сотрудников. Поэтому компаниям важно быть в курсе последних нормативных изменений и применять в своей деятельности наилучшие доступные технологии в области защиты от коррозии.



### **3 ФОРМИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Для обеспечения работоспособности и запланированного срока службы технологического оборудования и трубопроводов при постоянном или периодическом наличии влаги и других агрессивных факторов в транспортируемом продукте требуется реализация комплекса методов, который включает в себя:

1. Анализ коррозионной опасности:

- анализ исходных эксплуатационных данных, которые влияют на процессы разрушения стали;
- выбор и обработка данных, которые влияют на достоверность проводимых с их использованием имитационных испытаний;
- получение в этих испытаниях оценочных данных по агрессивности среды.

2. Выбор метода защиты:

- ингибирование;
- коррозионно-стойкое исполнение;
- защитные покрытия;
- технологические приемы;
- рациональное конструирование.

3. Организация системы коррозионного мониторинга:

- прямые методы;
- косвенные методы.

Эксплуатация ачимовских отложений Уренгойского НГКМ отличается основными характеристиками УКК:

- присутствием повышенного количества CO<sub>2</sub> (в среднем 0,9 %) при высоком давлении (на забое – 39 МПа, на устье – 28,5 МПа);

- высокая температура (на забое – 106 °С, на устье – 53 °С);
- наличие влаги;
- повышенная минерализация (1043 мг/дм<sup>3</sup>);
- низкий рН, равный 6.

Для прогнозирования скорости коррозии существуют различные модели, разработанные специалистами по коррозии. Многие авторы исследовали проблему коррозии в промышленных трубопроводах с использованием электрохимических, механистических, эмпирических, гибридных, вероятностных методов [34]. Их работы были сосредоточены на знании вклада наиболее важных параметров, которые могут улучшить результат прогнозирования коррозии, связанных со свойствами стали, химическим составом водной фазы, режимом течения и условиями эксплуатации [35].

Модель, разработанная де Ваардом и коллегами, в течение нескольких лет была наиболее широко используемой моделью  $CO_2$ -коррозии. Первая версия была опубликована в 1975 году и основывалась на зависимости только от температуры и парциального давления  $CO_2$  [36].

$$\lg V_{\text{кор}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \cdot \lg P_{CO_2}, \quad (14)$$

где  $V_{\text{кор}}$  – скорость коррозии, мм/год;

$T$  – температура, К;

$P_{CO_2}$  – парциальное давление диоксида углерода, МПа.

Эта версия была основана на небольших по масштабу лабораторных экспериментах. Модель несколько раз пересматривалась с тех пор, и в исходные уравнения добавлялись разные поправочные коэффициенты. Корректирующие факторы для учета влияния  $pH$  и образования пленок из продуктов коррозии были включены в модель в 1991 году [37]. Некоторые из факторов были скорректированы в версии 1993 года, где также были показаны предпосылки для создания новой модели, учитывающей эффект скорости жидкости [34]. В версии 1995 года учтено влияние массопереноса и

скорости жидкости, а также учитывается состав стали [38]. Версия 1995 года наилучшим образом сходится с большим количеством данных о коррозии, полученных в Институте энергетических технологий. Модель была разработана в первую очередь для газопроводов.

Данная модель использует фактор пленки для учета влияния продуктов коррозии, но это дает только минимальную оценку защитных свойств коррозионных пленок. Таким образом, модель сравнительно мало учитывает защитный эффект продуктов коррозии, особенно при высокой температуре или высокой величиной  $pH$ . Модель была откалибрована по лабораторным данным в диапазоне температур до 80–90 °С, и она не дает удовлетворительного объяснения формированию коррозионных пленок с хорошими защитными свойствами при более высоких температурах. Предполагалось, что фактор пленки должен использоваться только тогда, когда отсутствует пластовая вода, из-за риска разрушения коррозионной пленки в присутствии пластовой воды [37]. Это не упоминается в документах 1993 и 1995 годов и, следовательно, модель часто использовалась с фактором пленки также и для случаев с присутствием пластовой воды.

Модель Де Ваарда-Мильямса имеет возможность учета/неучета фактора смачивания нефтью в системах с сырой нефтью. Смачивание нефтью и отсутствие коррозии предполагается в случаях, когда содержание воды ниже 30%, а скорость жидкости выше 1 м/с. Эта функция учета/неучета смачивания нефтью используется только для сырой нефти, а не для газового конденсата, поскольку вода намного легче сепарируется в газовом конденсате [37]. Для нефтепроводов использование факторов пленки и смачивания нефтью приводят, как правило, либо к довольно высокой скорости коррозии (смачивание водой и отсутствие эффекта защиты коррозионной пленки) или к полному отсутствию коррозии (смачивание нефтью).

Модель Де Ваарда-Мильямса учитывает парциальное давление  $CO_2$ , температуру,  $pH$ , скорость жидкости и содержание воды как основные

входные данные. Другими входными данными являются общее давление, гидравлический диаметр, концентрация гликоля, тип сырья (сырая нефть или конденсат) и тип воды (конденсированная вода или пластовая вода). Модель предполагает расчет  $pH$  только для чистой конденсированной воды или конденсированной воды, насыщенной продуктами коррозии, и требует введения исходных данных по  $pH$  в случаях, когда указан химический состав пластовой воды. Однако, из-за умеренного учета влияния защитных коррозионных пленок, модель имеет относительно небольшую чувствительность к изменению  $pH$  [39].

Для условий второго эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ скорректированная модель Де Ваарда-Мильямса [40]:

$$V_{\text{кор}} = 0,201941 + 0,006424 \cdot T + 0,003074 \cdot P, \quad (15)$$

где  $V_{\text{кор}}$  – скорость коррозии, мм/год;

$T$  – температура, °С;

$P$  – рабочее давление, МПа.

В отечественной практике наиболее простой и удобной для прогнозирования является модель В.П. Кузнецова [41]. Представленное уравнение (16) получено для диапазона температур от 0 до 80 °С, что позволяет применять его в условиях Уренгойского месторождения, начиная с устья скважины, где температура не превышает 70 °С:

$$\lg V_{\text{кор}} = 0,7493 \cdot \lg P_{\text{CO}_2} - 0,0092 \cdot t, \quad (16)$$

где  $V_{\text{кор}}$  – скорость коррозии, мм/год;

$P_{\text{CO}_2}$  – парциальное давление диоксида углерода, МПа;

$t$  – количество градусов, на которое отличается фактическая температура от температуры 80 °С.

Для защиты газопроводов от агрессивного воздействия транспортируемых сред в ГОСТ Р 55990-2014 [20] и СТО Газпром 9.3-011-2011 [25] рекомендуется использовать ИК.

Опыт эксплуатации НГКМ со схожими параметрами показывает, что для обеспечения долговечности и надежности работы газопроводов из углеродистой/низколегированной стали наиболее распространенным, эффективным и технологически доступным способом их защиты является использование ИК.

Контроль эффективности ингибиторной защиты и выбор норм расхода ИК следует осуществлять по результатам коррозионного мониторинга. На основании результатов испытаний было принято решение о подаче ингибитора коррозии ХПК-002(Е) в виде РИК10 с расходом и типом подачи в соответствии с 3 этапом программы – 0,21 кг/1000 м<sup>3</sup> по технологии постоянного дозирования. В качестве растворителя для приготовления РИК на УНГКМ может быть использован только метанол. Из-за климатических особенностей – низких зимних температур – использование стабильного конденсата в качестве растворителя для РИК невозможно.

Для скважин, где подача 0,021 кг/1000 м<sup>3</sup> не будет приводить к снижению скорости коррозии ниже 0,1 мм/год, надо будет увеличить норму расхода ингибитора до 0,03-0,04 кг/1000 м<sup>3</sup>. Норму расхода ингибитора следует выбирать таким образом, чтобы обеспечивать необходимое содержание количества ингибитора коррозии в ВМР: не менее 100 мг/л.

Подача РИК осуществляется по метанолопроводу от насосной станции подачи метанола через здание переключающей арматуры на куст газовых скважин в линию ГС2, оставляя незащищенным участок линии ГС1.

Для защиты линии ГС1 предложены следующие решения:

- перенос трубопровода-перемычки в начало линии ГС1 и подача РИК в соответствии с третьим этапом;
- периодическое дозирование ИК с помощью насосной установки для кислотной обработки скважин по следующему варианту: подача 20 % РИК в линию ГС1 в течение не менее 3, 5 или 10 часов в поток добываемых углеводородов.
- использование коррозионно-стойкой стали.



Для получения информации о коррозионной агрессивности рабочей среды и эффективности применения ингибиторной защиты необходимо использовать систему коррозионного мониторинга, которая включает в себя:

- применение купонов-свидетелей, позволяющих проводить измерения скорости коррозии во всех (нижней, средней и верхней) составляющих трубы;
- использование ER-датчиков;
- анализ отбираемых проб на все необходимые параметры, включая минерализацию, содержание анионов и катионов, железо, рН-фактор, остаточное содержание ингибитора коррозии и др.

Расположение узлов контроля скорости коррозии необходимо предусмотреть на наиболее коррозионно-опасных участках трубопровода, а также на входе в УКПГ и на объектах УКПГ.

Совместное использование комплекса прямых и косвенных методов позволит получать полную картину о коррозионной ситуации на нефтегазовом объекте, а также оперативно отслеживать изменения степени агрессивности сред и своевременно корректировать режимы ингибиторных обработок.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Синицын Роман Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ООП/ОПОП</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / 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>	<i>Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при усовершенствовании действующей УКПП нефтегазоконденсатного месторождения</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 55-ФЗ

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование экономической целесообразности внедрения ингибирования незащищенного участка трубопровода на кустах газоконденсатных скважин</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет затрат на внедрение и обслуживание оборудования и прибыли от увеличения выхода продукции УКПП</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка экономической эффективности модернизации системы ингибирования незащищенного участка линии сырого газа в системе промыслового сбора сырого газа</i>

**Перечень графического материала**

1. <i>График:</i> – <i>Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПП, капитальных вложений и эксплуатационных затрат</i>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	10.02.2023
---	------------

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, зван</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ОСГН ШБИП доцент	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		10.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б95	Синицын Роман Сергеевич		10.02.2023

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В разделе приведен расчет экономической эффективности предлагаемого технологического решения. В действующую схему обвязки скважины планируется монтаж перемычки метаноопровода.

Продукцией УКПГ является: газ, стабильный газовый конденсат. Экономический эффект обуславливается временем простоя скважины при принятой технологии ингибирования с использованием агрегата кислотной обработки скважины с последующей выдержкой ингибитора в течении часа.

Выход продукции с посчитанным временем простоя, принятой равной 5 часам, раз в 7 дней в течении всего года для всех скважин действующей УКПГ и УКПГ с внедренной предлагаемой технологией приведен в таблице 14 и 15 соответственно.

Таблица 14 – Производительность действующей УКПГ

Период эксплуатации УКПГ	Выход продукции УКПГ	
	Товарный газ, млн м <sup>3</sup> /год	Стабильный конденсат, т/год
Теплое время года	1594,2	88 050,00
Холодное время года	1594,2	88 050,00

Таблица 15 – Производительность усовершенствованной УКПГ

Период эксплуатации УКПГ	Выход продукции УКПГ	
	Товарный газ, млн м <sup>3</sup> /год	Стабильный конденсат, т/год
Теплое время года	1613	89350
Холодное время года	1613	89350

### 4.1 Выручка от реализации продукции УКПГ

Цена товарного газа взята из прогноза социально-экономического развития России на 2023-2025 гг. Цена СПБТ и стабильного конденсата берется как средняя по рынку, таблица 16. Выручка от реализации продукции УКПГ представлена в таблицах 17 и 18.

Таблица 16 – Цена продукции УКПГ

Параметр	2023	2024	2025
Цена на газ (среднеконтрактная), долл./тыс. м <sup>3</sup>	178,1	166,1	166,1
Цена на стабильный конденсат, руб./т.	23000	23000	23000
Курс доллара (среднегодовой), рублей за доллар США	72,7	73,6	73,6
Цена на газ (среднеконтрактная), руб./тыс. м <sup>3</sup>	12950,6	12218,2	12218,2

Таблица 17 – Выручка от реализации продукции действующей УКПГ

	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	41 292,1	38 957	38957
Стабильный конденсат, млн руб.	4050,3	4050,3	4050,3
Сумма, млрд руб.	45342,4	43 007,3	43007,3

Таблица 18 – Выручка от реализации продукции усовершенствованной УКПГ

	2023	2024	2025
Товарный газ, млн руб.	41778,6	39415,97	39415,97
Стабильный конденсат, млн руб.	4410,1	4410,1	4410,1
Сумма, млрд руб.	45888,6	43526,1	43526,1

## 4.2 Капитальные вложения

Для реализации технологического предложения необходимо внедрить в систему подготовки следующие аппараты: емкость хранения ингибитора коррозии, насос, технологические трубопроводы ингибирования с запорной арматурой, предохранительными клапанами и форсунками ингибирования. В расчете учтены затраты на природоохранные мероприятия (5% от капитальных вложений) и прочие капитальные вложения (10% от КВ), таблица 19.

Таблица 19 – Капитальные вложения

Промышленное обустройство	Затраты, руб.
Буферные емкости ингибитора коррозии (6 шт.)	9 000 000
Насос (6 шт.)	6 600 000
Промысловый трубопровод (6 шт.)	120 600 000
Прочие КВ	13 620 000
Природоохранные мероприятия	6 810 000

### 4.3 Амортизационные отчисления

Амортизационные отчисления составляют определенный процент от капитальных вложений. Процент определяется нормой амортизации для каждого типа оборудования в зависимости от срока полезного использования:

$$N_A = \frac{1}{T_{\text{исп}}} \cdot 100\% \quad (17)$$

где  $N_A$  – норма амортизации, %;

$T_{\text{исп}}$  – срок полезного использования, лет.

Данные для определения нормы амортизации взяты из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Результаты представлены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 – Норма амортизации для используемого типа оборудования

Тип оборудования	Срок полезного использования, лет	Норма амортизации, %
Трубопровод местный для метанола	7	14,3
Насосы и компрессоры прочие	5	20,0
ВЛ, прочие КВ, природоохранные мероприятия, автодороги	20	5,0
Установки для обработки материалов с использованием процессов, включающих изменение температуры, не включенные в другие группировки	5	20,0
Установка по очистке газа	15	6,7

Таблица 21 – Расчет амортизации

	Ёмкость хранения ингибитора, руб.	Насос, руб.	Промысловый трубопровод, руб.	Прочие КВ, руб.	Природоохранные мероприятия, руб.	Суммарная амортизация, руб.
Затраты	9 000 000	6 600 000	120 600 000	13 620 000	6 810 000	
2023	600 000	1 320 000	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,4
2024	600 000	1 320 000	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,4
2025	600 000	1 320 000	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,4
2026	600 000	1 320 000	17 228 571,4	681 000	340 500	20 170 071,4

#### 4.4 Эксплуатационные затраты

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается затратами на смазочные операции и обеспечение аппаратов электроэнергией.

Для ингибирования принимается расход  $0,8 \text{ кг}/1000\text{м}^3$  в течении 24 часов, со средним дебитом  $362 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$  Следовательно, общие годовые затраты на ингибитор коррозии, состоящий на 80% из метанола и 20% ХПК-02Е, цена реализации метанола  $13127 \text{ руб./т.}$ , а ингибитора  $76000 \text{ руб./т.}$  Так как потери метанола на УКПГ минимальны, то из общей смеси ингибитора коррозии будут потери приняты 30%. Эксплуатационные затраты для 6 кустов будут равны:

$$Q_M = 6 \cdot q_{\text{ИК}} \cdot n_{\text{см}} \cdot Z \cdot 0,3 = 117,3 \text{ млн руб.} \quad (18)$$

где  $q_{\text{ИК}}$  – использование смеси ингибитора коррозии за смену;

$n_{\text{см}}$  – количество смен в году;

$Z$  – цена одного килограмма смеси ингибитора коррозии с метанолом, руб.

Тариф на электроэнергию для рассматриваемого региона принимается равным  $3,42 \text{ руб./}(кВт\cdotч)$  или  $3\,420 \text{ руб./}(МВт\cdotч)$ . Внедряемый в систему насос потребляет  $0,025 \text{ МВт/ч.}$  Следовательно получаем годовые затраты на электроэнергию –  $738\,720 \text{ млн руб.}$

Ремонт оборудования является частью процесса эксплуатации. Для абсорбера период между проведением капитального ремонта принимается равным двум годам. С учётом процента отчислений от балансовой стоимости ОФ (0,5 %) и расходов на текущий ремонт емкости ингибитора коррозии для 6 кустов ( $12 \text{ млн. руб.}$ ) затраты на капитальный ремонт аппарата составят:

$$Q_M = \left( \frac{P\%}{100} \cdot C_{\text{абс}} + C_{\text{тек}} \right) / 2 = 6 \text{ млн. руб./г} \quad (19)$$

Таким образом, общие годовые затраты на эксплуатацию внедряемого оборудования составят  $150,2 \text{ млн руб.}$

#### 4.5 Налоговые отчисления

Одним из пунктов налоговых отчислений является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Согласно уточнённом отчету по форме № 5-П по состоянию на 01.01.2021 для Томской области средний НДПИ равен 1098,3 руб./1000 м<sup>3</sup> добытого газа.

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5% от выручки за текущий временной период.

Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

#### 4.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности будет произведена на основе двух параметров: чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и внутренней нормы доходности (ВНД), в соответствии с приложением А.

Для определения значения ЧДД используется ставка дисконтирования, равная 15%. Формула расчета ЧДД представлена ниже:

$$\text{ЧДД} = CF * (1 + r)^m \quad (20)$$

где CF – денежный поток за рассматриваемый год, млн. руб.;

r – ставка дисконтирования, %;

m – количество времени, прошедшее с начала исследования, лет.

Также для расчета используются значения валовой прибыли (выручка за вычетом текущих затрат и НДПИ), налога на прибыль (20% от валовой прибыли), чистой прибыли и амортизации.

С учетом капитальных вложений, равных 163,4 млн руб., показатель ЧДД в пределах рассматриваемого периода будет равен 815,998 млн. руб. На конец четвертого года эксплуатации внедренного оборудования он достигнет

положительного значения (815 млн руб.). Таким образом, проект является окупаемым. Однако стоит отметить, что внедрение защиты линий является необходимой мерой, так как старая система не даёт необходимую степень защиты, и это может прийти к колоссальным потерям, связанным с ремонтом технологических трубопроводов.

Для расчета срока окупаемости вложений используется формула:

$$PP = n + \frac{I}{\sum_n NPV_i} = 4,13 \text{ лет} \quad (21)$$

где  $I$  – объем вложенных в производство инвестиций, руб.;

$NPV_i$  – чистый дисконтированный доход за  $i$ -й год, руб.;

$n$  – год, в котором накопленный дисконтированный доход превысит объем инвестиций, или год окупаемости.

ВНД характеризует максимальную ставку дисконтирования, при которой накопленный дисконтированный поток опустится до нуля к концу рассматриваемого периода. Показатель ВНД является характеристикой надежности проекта: чем выше его значение, тем безопаснее инвестиции. Для данного проекта ВНД равна 1,27, что говорит о целесообразности инвестиций в проект.

Для исследования устойчивости проекта в работе рассматриваются сценарии изменений ситуации на рынке. Три основных показателя, влияющие на экономическую эффективность проекта (цена на продукцию УКПГ, капитальные вложения и эксплуатационные затраты), искусственно уменьшаются и увеличиваются на 20%, после чего оцениваются показатели ЧДД. На рисунке 19 представлены результаты изменений.



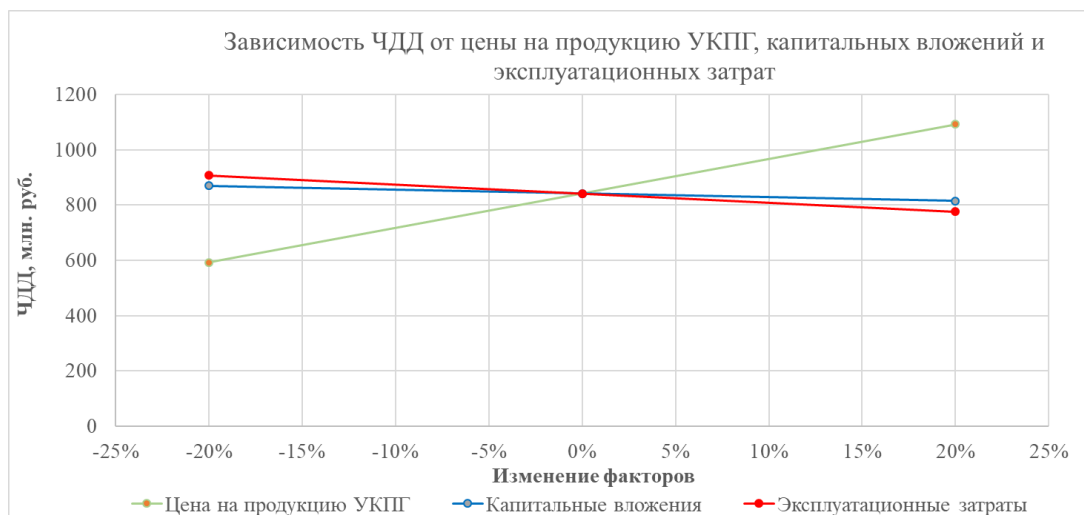


Рисунок 19 – Зависимость ЧДД от цены на продукцию УКПГ, капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Согласно проведенным расчетам можно резюмировать следующее:

1. Наибольшее влияние на экономическую эффективность проекта оказывает цена на продукцию УКПГ: сухой отбензиненный газ, стабильный конденсат.
2. Широкая амплитуда значений ЧДД объясняется большим показателем добычи исходного сырья – сырого газа.
3. Технологическое решение является рентабельным, поскольку значение ВНД выше принятых 15%.
4. Высокое значение ВНД при текущих условиях характеризует проект как надежный для вложений.
5. Общий срок окупаемости составил чуть более четырех лет (4,05 лет).

На основании вышеизложенных пунктов можно заключить, что проект является экономически выгодным.

## ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б95	Синицыну Роману Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объект исследования: комплексный подход к защите промышленного технологического оборудования и трубопроводов от коррозионной агрессивности на нефтегазоконденсатных месторождениях.</p> <p>Область применения: газодобывающая промышленность.</p> <p>Рабочая зона: производственное помещение/полевые условия.</p> <p>Размеры помещения: 18 м<sup>2</sup>.</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 2 насоса метанола, 2 клапана регулятора, запорно-регулирующая арматура.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль эксплуатационных параметров насосов, дистанционно из операторной, во время плановых обходов переключение оборудования.</p>
---	--

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</li> <li>2. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> <li>3. СП 2.3.3.2892-11 "Санитарно-гигиенические требования к организации и проведению работ с метанолом".</li> <li>4. СанПиН 1.2.3685-21 от 28.01.2021 года «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и безвредности для человека факторов среды обитания».</li> <li>5. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов;</li> <li>– обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.</li> </ul>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> <li>2. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</li> <li>3. Загазованность воздуха рабочей зоны.</li> <li>4. Повышенный уровень шума и вибрации.</li> </ol> <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с</li> </ol>

	<p>электрическим током.</p> <p>2. Производственные факторы, связанные с пожароопасностью и взрывоопасностью.</p> <p>3. Производственные факторы, связанные с аппаратами под избыточным давлением.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <p>1. Искусственное освещение;</p> <p>2. Спецдежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</p> <p>3. Переносные газоанализаторы;</p> <p>4. Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи,</p> <p>5. Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки;</p> <p>6. Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Воздействие на селитебную зону: осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</p> <p>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС: возникновение пожара в цеху, взрыв газа в цеху, возникновение лесного пожара.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв газа в цеху или насосной метанола, возникновение лесного пожара.</p>

**Дата выдачи к разделу в соответствии с календарным учебным графиком**

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Синицын Роман Сергеевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются методы снижения влияния технологических параметров скважин и химического состава добываемого сырья на коррозию устьевого оборудования и трубопроводов обвязки скважин. Данные методы являются актуальными для множества нефтегазовых предприятий, так как защита оборудования и трубопроводов от коррозии является одной из важнейших задач.

В процессе эксплуатации промышленное технологическое оборудование и трубопроводы подвергаются коррозии, которая наносит значительный ущерб. Коррозия приводит к износу агрегатов, разрушению металлов трубопроводов, вызывает потери транспортируемого продукта. Срок эксплуатации объектов определяется степенью их противокоррозионной защиты. В настоящий момент, по причине коррозии трубопроводов остаются большие экономические потери, поэтому борьба с коррозией металлов является очень важной задачей. Решение этих задач позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечит экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа.

Целью данного раздела является анализ потенциально опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников при выполнении работ с вредными веществами (ингибиторами коррозии на основе метанола). Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды.

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

Нормальная продолжительность рабочего времени на месторождениях полезных ископаемых и участках их разработки – 40 часов в

неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет - 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет - 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты.

При работе с ингибиторами коррозии и их подачей в трубопроводы и скважину используется централизованная схема, которая подразумевает подачу химического реагента (совместно с метанолом) с одного центрального пункта к кустам скважин и участкам трубопроводов, оснащенная дистанционным управлением технологическим процессом подачи реагента. Сотрудники управляют процессом с рабочего места (пульта управления):

- осуществляют непрерывный контроль параметров (расход, давление, температура);
- активируют и осуществляют управление технологическими элементами (клапаны, насосы).

В таком случае соответствующее рабочее место должно быть оснащено рабочей мебелью, обеспечивающей возможность выполнения работы, а также удобство и комфорт при длительном её выполнении.

Производственные процессы с применением метанола или веществ, содержащих метанол, должны быть полностью герметизированы и исключать возможность контакта работающих с метанолом.

Производственные помещения, в которых используется метанол, должны иметь:

- легко смываемые водой полы из непроницаемого для метанола материала, с уклоном и стоками;
- гидранты для воды;
- возможность естественного проветривания;
- приточно-вытяжную вентиляцию с механическим побуждением.

Работа с метанолом при неработающей вентиляции не допускается.

Лабораторные работы с применением метанола проводятся только в вытяжном шкафу при работающей вентиляции.

В цехах, производствах, лабораториях, других подразделениях предприятия, применяющих метанол, количество метанола не должно превышать суточную потребность. В случае неизрасходования полученного на сутки метанола, остаток его сдается на склад или хранится в специальных помещениях (сейфах).

В производственных помещениях, где используется или хранится метанол, должны иметься дежурные противогазы марки "А", резиновые перчатки и резиновые фартуки.

Помещения, где производится отпуск метанола, должны быть оборудованы вентиляцией, водопроводом и канализацией.

В помещениях, где хранится метанол, не допускается хранение этилового спирта.

Все лица, поступающие на работу, связанную с применением метанола, проходят обязательный при поступлении медицинский осмотр, а работающие лица проходят периодические медицинские осмотры в соответствии с действующими приказами Минздравсоцразвития России.

К работам с применением метанола не допускаются:

- лица, состоящие на учете в наркологических учреждениях;
- беременные и кормящие женщины.

В производствах, где применяется метанол, должен осуществляться систематический контроль за состоянием воздушной среды, в соответствии с санитарными правилами по организации и проведению производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических мероприятий.

## 5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов проводится с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [42]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов, таблица 22.

Таблица 22 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка плана действий	Работа с вредными веществами	Обработка результатов работ	
1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
2. Производственные факторы, связанные с микроклиматическим и параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	-	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

## Продолжение таблицы 22

3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
6. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

### 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

При работе с оборудованием и трубопроводами ингибирование коррозии работники подвергаются следующим вредным производственным факторам:

1. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние.

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в



соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещенность помещения обеспечивает оптимальное зрительное восприятие объекта различения. Освещение обеспечивает равномерное распределение яркости на рабочей поверхности и окружающего пространства. Освещенность поверхности постоянна, без пульсаций. Осветительные установки долговечны и безопасны. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения.

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м<sup>2</sup>.

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

Недостаточная освещенность рабочих зон может привести не только к ухудшению работоспособности работников, но и к травмам различной степени тяжести, поэтому в темное время суток все рабочие зоны должны быть дополнительно освещены с помощью источников искусственного света. Для этого используются лампы, фонари, прожекторы. Мероприятия по улучшению освещенности не предусматриваются.

2. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями. В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 23, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый период года.

Таблица 23 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3

Продолжение таблицы 23

Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

Нередко работниками производства осуществляются работы вне производственных помещений, в частности, монтаж и демонтаж оборудования. Отклонение показателей климата может оказать негативное воздействие на состояние рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не проводится.

Определяются различные мероприятия по снижению негативного воздействия на работника, обусловленного климатическим фактором. К ним относятся:

- недопущение к работам при отсутствии у работников средств индивидуальной защиты, отвечающим климатическим условиям;
- при температуре наружного воздуха ниже  $-25^{\circ}\text{C}$  работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении во избежание переохлаждения.

Помимо применения средств индивидуальной защиты возможно осуществление коллективной защиты для сведения к минимуму негативного воздействия климатических условий на работников производства.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от  $-40$  до  $-45^{\circ}\text{C}$ .

3. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.

Загазованность на территории ГКП способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой концентрации.

Предельно допустимая концентрация метанола в воздухе составлять 5 мг/м<sup>3</sup> согласно СП 2.3.3.2892-11. Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составлять 300 мг/м<sup>3</sup> согласно ГОСТ 5542-2014 [43].

В помещениях необходим постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа и вредных веществ из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор. На установках должны предусматриваться мероприятия по предотвращению влияния токсичности газов на работающих (герметизация установок, газоулавливание и отвод газа для утилизации). Отбор проб воздуха к датчику газоанализатора следует производить на рабочих местах помещений и открытых площадках на наиболее опасных и возможных (в смысле выделения газов) уровнях. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые 100 площади помещения согласно ОСТ 51-45-76.

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие средства индивидуальной защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

4. Повышенный уровень шума и вибрации.

Повышенный уровень шума может исходить от технологического оборудования – электродвигателей, спец техники, прохождение потока через узкое сечение. Исследования показывают, что повышенный уровень шума отрицательно сказывается на условия труда, а также оказывает вредное воздействие на организм человека. Повышается утомляемость, а также влечет необратимые изменения в органах слуха. Длительное воздействие

шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему.

Вибрация в процессе работы возникает при работе насосов метанола, при спускоподъемных операциях от работающих электродвигателей, талевых блоков, приводов, лебедок. Под действием вибрации у человека возникает вибрационная болезнь. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы. У рабочих виброопасных профессий с большим стажем возникают невриты слуховых нервов и даже понижение слуха.

В период работы на производстве подразумевается использование операторами по добыче нефти и газа дозирочных плунжерных насосов для перекачки жидкостей, а также использование турбодетандерных агрегатов. Данные объекты являются основными источниками шума на производстве. Повышенный шум оказывает воздействие на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [44] допустимый уровень шума не должен превышать 80 дБ. Уровень шума, развиваемый насосами, колеблется в пределах 65-70 дБ, а уровень шума от турбодетандерного агрегата – около 85 дБА.

Для уменьшения шума на входе турбодетандерных агрегатов устанавливаются глушители. В целях защиты слуха согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [45] предполагается использование противошумных наушников в качестве средства индивидуальной защиты.

В процессе работы операторы по добыче нефти и газа подвергаются влиянию вибрации. Источником вибрации в основном служит работа электродвигателей, приводящих в работу дозирочные насосы, уровень вибрации от которых достигает 25-30 дБ, что не превышает норму уровня виброскорости 92 дБ при частоте 50 Гц, установленной в ГОСТ 12.1.012-2004 [46].

##### 5. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

Во избежание поражения электрическим током работник должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27.

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе эксплуатации:

- Электрические питающие линии необходимо располагать в местах, не используемых для передвижения и работы людей. Расположение питающих линий должно быть известно заместителю подрядной организации по промышленной безопасности. При выводе из операторского помещения кабель, питающий линии, необходимо закрепить и поместить в защитную трубку, исключающую возможность его повреждения. Прикасаться к кабелю питающей линии или производить его подключение (переключение) следует при отсутствии в этой линии напряжения.
- Электроустановки (электрооборудование) на площадке должны быть закрытыми, защищенными от атмосферных осадков и морской воды.
- Перед подключением кабеля к питающему щитку необходимо проверить отсутствие напряжения на всех выходных клеммах. Подключение одного из полюсов источника тока к корпусу судна запрещается.
- Замеры сопротивления изоляции генераторов должны осуществляться непосредственно перед началом электроразведочных работ на профиле и фиксироваться в "Журнале осмотра электрооборудования".

Замеры сопротивления изоляции силовых кабельных питающих линий должны производиться не реже чем один раз в 10 дней и заноситься в "Журнал осмотра и измерения заземления".

- Состояние шлангового покрытия силовой кабельной питающей линии должно контролироваться в процессе травления и выборки линии и фиксироваться в журнале оператора; в случае обнаружения повреждения оно должно быть устранено, а кабель дополнительно проверен на утечку с дополнительной отметкой в журнале оператора.
- Основные операции при производстве электроразведочных работ (пуск лебедки, подача напряжения на пульт управления электроразведочной станцией, включение тока, травление, выборка и перемотка кабельных кос) должны осуществляться по указанию руководителя работ или лица, его заменяющего, с разрешения и под непосредственным контролем вахтенного помощника капитана.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009.

#### 6. Пожаровзрывоопасность.

Пожарная опасность обусловлена высокой горючестью газов и турбинного масла, наличием большого количества потенциальных источников загорания. Пожары в помещениях ГКП характеризуются быстрым развитием пожара.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности в организации, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник управления по производственной безопасности и его заместитель по хозяйственной части.

Основными источниками пожарной опасности ГКП являются: оборудование, работающее под высоким давлением; плотно расположенное

технологическое оборудование, которое может привести к каскадному развитию аварий; большое число фланцевых соединений и сварных стыков – наиболее вероятных мест утечек взрывопожароопасных продуктов; а также необходимость проведения газоопасных работ.

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [47]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 % об. Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

Проведение пожароопасных работ на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности. Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности представлена в таблице 24.



Таблица 24 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожароопасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа
Б взрывопожароопасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожароопасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива

## Продолжение таблицы 24

Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии
<p>Примечания</p> <p>1 Методы определения категорий помещений А и Б устанавливаются в соответствии с приложением А.</p> <p>2 Отнесение помещения к категории В1, В2, В3 или В4 осуществляется в зависимости от количества и способа размещения пожарной нагрузки в указанном помещении и его объемно-планировочных характеристик, а также от пожароопасных свойств веществ и материалов, составляющих пожарную нагрузку. Разделение помещений на категории В1-В4 регламентируется положениями в соответствии с приложением Б.</p>	

На УКПГ наружное пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно.

Внутреннее пожаротушение, кроме автоматического, осуществляется из внутреннего противопожарного водовода, через установленные на нем краны, количество которых соответствует параметрам помещений.

При возникновении пожара, кроме централизованного отключения вентиляционных систем, предусмотрена их автоматическая блокировка, за исключением вентиляционных систем обслуживающих тамбур шлюзы, на канализационных сетях проточка установлены гидрозатворы.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> объема взрывоопасного помещения.

В производственных помещениях, в качестве средств пожаротушения применяются: вода, углекислый газ, порошок в соответствии с техническими требованиями и технико-экономическими обоснованиями.

### 7. Факторы, связанные с работой с вредными веществами.

Под вредным понимается вещество, которое при контакте с организмом человека вызывает производственные травмы, отклонения в состоянии здоровья, профессиональные заболевания.

К проведению работ с вредными веществами допускаются работники, достигшие 18 лет, прошедшие медосмотр и не имеющие медицинских противопоказаний, а также обучение, проверку знаний на допуск к самостоятельной работе в установленном порядке, получившие удостоверение о проверке знаний требований охраны труда, имеющие специальную одежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты, необходимость применения которых обуславливается проводимыми работами и действующими нормами.

При проведении работ с вредными веществами основными опасностями являются:

- опасность получения острого (хронического) отравления;
- опасность получения химического ожога;
- опасность получения раздражения слизистых оболочек глаз, кожных покровов (дерматит, экзема);
- опасность удушья в следствии уменьшения концентрации кислорода в воздухе рабочей зоны.

Метанол является смертельно опасным веществом и способен поражать организм не только при попадании в желудок, но и через кожу и органы дыхания. Смертельная доза метилового спирта составляет всего 30-100 мл и зависит от индивидуального восприятия организма. Человек, употребивший такую дозу, медленно умирает от остановки дыхания. При употреблении метанола начинаются внутренние негативные изменения в организме:

- угнетение нервной системы;
- нарушение баланса щелочи и кислоты;
- выборочное поражение глазного нерва, отслоение глазной сетчатки;
- развитие острой дыхательной недостаточности.

Если у человека проявились симптомы спиртовой интоксикации, необходимо действовать незамедлительно. Для оказания первой помощи необходимо:

- предоставить пострадавшему достаточное количество тёплой воды;
- вызвать рвотный рефлекс;
- если больной находится без сознания, стоит уложить его набок во избежание случайного попадания рвоты в органы дыхания;
- повторять действия до тех пор, пока желудок не очистится полностью.

После промывания до приезда врачей необходимо давать пострадавшему много жидкости и щелочные растворы. Затем стоит предложить больному качественный этанол или алкоголь высокой крепости в количестве 0,5 мл или 1 мл на килограмм массы тела.

8. Производственные факторы, связанные с аппаратами под избыточным давлением.

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды. При физическом взрыве энергия сжатой среды в течение малого промежутка времени реализуется в кинетическую энергию осколков разрушенного сосуда и воздушную ударную волну. При этом осколки могут разлетаться на несколько сотен метров и при соударении с технологическим оборудованием, емкостями вызвать их разрушение, приводя к возможности возникновения взрывов и пожаров и гибели людей. Мощность физических взрывов сосудов весьма велика. Например, мощность взрыва сосуда вместимостью 1м<sup>3</sup>, находящегося под давлением воздуха, равным 1 МПа, составляет 13 МВт.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [48]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115оС или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

Правила устанавливают специальные требования безопасности к конструкции и материалам сосудов, к изготовлению, монтажу и ремонту, к арматуре, контрольно-измерительным приборам и предохранительным устройствам, к установке, регистрации и техническому освидетельствованию сосудов, к содержанию и обслуживанию их.

Конструкция сосудов должна быть надежной, обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность осмотра, очистки, промывки, продувки и ремонта сосудов. Так, сосуды с внутренним диаметром более 800 мм должны иметь люки, а с диаметром менее 800 мм - лючки в местах, доступных для обслуживания.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при проектировании и эксплуатации первоочередной задачей

является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы. В таблице 4 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 25 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Атмосфера	Выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников, такие как дизельная электростанция, склад ГСМ, спецтехника.	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации. Оснащение системой контроля загазованности.
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.	Для приема и утилизации хозяйственно – бытовых сточных вод в пределах участка поисковых работ предусматривается использование септиков и надворных туалетов, которые будут располагаться за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков.

В целях охраны и рационального использования земельных ресурсов при проектировании должны соблюдаться следующие основные требования к их проведению:

- недопущение захламления строительной зоны мусором, отходами изоляционных покрытий и других материалов, а также загрязнение ее горюче смазочными материалами;

- использование парка строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты, в целях снижения техногенного воздействия;

– своевременное и качественное выполнение всех природоохранных мероприятий, таких как противоэрозионные мероприятия и техническая рекультивация;

– использование природо- и ресурсосберегающих технологий проведения строительного-монтажных работ, позволяющих сократить потребность в древесине, песчано-гравийном грунте и др.;

– рациональное использование материальных ресурсов, снижение объема отходов производства с их последующей утилизацией или обезвреживанием.

По окончании реконструкции земли подлежат рекультивации, которая заключается в приведении земель в состояние, пригодное для их дальнейшего использования по назначению. Рекультивация земель является одной из важнейших составляющих комплекса мероприятий по восстановлению природных ресурсов.

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

Наиболее вероятные чрезвычайные ситуации при эксплуатации могут возникнуть в результате пожаров и взрывов – техногенных ЧС; а также природная – сильные морозы зимой и возникновение лесного пожара.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при проектировании и эксплуатации является возникновение взрыва. В ходе выполнения работ, для предотвращения взрывов и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в требованиях специального документа СП 485.1311500.2020 А.1 п. 4.2.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией природного характера является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в «Правилах пожарной

безопасности в лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Весь персонал должен пройти специальную подготовку по обеспечению пожарной безопасности в производственных помещениях. Подготовка проводится способом обучения по программе пожарно-технического минимума, по возможности, с привлечением специалистов по пожарной безопасности.

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

1. предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
2. ограничение сферы распространения огня;
3. обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
4. создание условий для эффективного тушения пожара.

Защитные мероприятия по предотвращению пожара согласно ГОСТ 12.1.004-91 [49]: во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях на видных местах вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны; определены и обозначены места для курения; установлен порядок уборки горючих отходов, хранения промасленной спецодежды; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и окончания рабочего дня; регламентированы: порядок проведения огневых и других пожароопасных работ; действия работников при обнаружении пожара; определен порядок и сроки прохождения противопожарного инструктажа, назначены ответственные за его проведение; персонал, участвующий в эксплуатации объектов, имеет спецодежду, изготовленную из термостойких антистатических материалов; перечень основных средств пожаротушения: пожарная цистерна объемом не менее 2,0 м<sup>3</sup> и запасом пенообразователя не менее 0,150 м<sup>3</sup>, кошма войлочная или асбестовое полотно размером 2×2 м – 10 шт., огнетушители порошковые ОП–10, углекислотные ОУ–6, ОУ–10 – 10



шт., или один огнетушитель ОП–100, ведра, лопаты, топоры, ломы пожарные.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

### **5.5 Выводы к разделу**

При выполнении задания по разделу были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, связанные с работой с вредными веществами на ГКП. Следует отметить, что не соблюдение правил безопасности ведения работ влечет за собой негативные последствия для жизни и здоровья человека.

Основной опасный фактор – пожар и взрыв в ходе утечки газа и метанола. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – возникновение взрыва.

На ГКП в основном зоны в помещении по взрывоопасности – В-Ia, Классы пожароопасных зон по ПУЭ – П1.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были определены ключевые факторы, оказывающие влияние на протекание коррозионных процессов в присутствии агрессивных сред. Проанализированы ключевые положения нормативных документов, позволяющие эффективно обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию газовых объектов в условиях наличия коррозионно-агрессивных сред. Произведена оценка коррозионной агрессивности сред на всех этапах, начиная с забоя скважины и заканчивая пунктом измерения коммерческого расхода газа, для условий присутствия углекислого газа в добываемых углеводородах Уренгойского НГКМ.

Изучен зарубежный и отечественный опыт по защите от углекислотной коррозии и выбору средств противокоррозионной защиты в условиях добычи нефти и газа и определены основные способы защиты в условиях воздействия коррозионных сред (технологические методы, материальное исполнение, ингибиторы коррозии, защитные поверхности, рациональное конструирование). Осуществлен подбор и технология использования ингибитора для защиты от коррозии промышленного оборудования и трубопроводной системы УНГКМ. Экономический расчет подтвердил целесообразность подачи ингибитора коррозии по существующему метанолопроводу.

Предложено четыре варианта решения защиты линии ГС1: замена на коррозионно-стойкую сталь, перенос переключки подачи РИК сразу после ФА, периодическая подача ингибитора коррозии с помощью установки насосной для кислотной обработки скважин двумя разными способами.

Для достижения максимальной эффективности при борьбе с коррозией необходимо использовать весь комплекс методов, который включает анализ коррозионной опасности, выбор метода защиты и организацию системы коррозионного мониторинга.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Стратегические приоритеты инновационного развития нефтяной промышленности России // КиберЛенинка : сайт. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/strategicheskie-prioritety-innovatsionnogo-razvitiya-neftyanoj-promyshlennosti-rossii> (дата обращения: 23.03.2023)
2. M.R. Simmons, Report of Offshore Technology Conference (OTC) presentation (Houston, TX: NACE International Oil and Gas Production, 2008).
3. Вагапов Р. К. Разработка комплексных методов обеспечения работоспособности газопроводов в условиях коррозионно-агрессивных сред: специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Вагапов Руслан Кизитович. – Москва, 2022. – 325 с.
4. Оводов А.И. // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. М: ВНИИОЭНГ. 1972. вып.2. С.5-8.
5. Фокин М.Н., Борисова Т.В. // Защита металлов. 1976. Т.12. № 6. С. 663-666.
6. Бэкман В.В. Катодная защита от коррозии / В.В. Бэкман, В.Г. Швенк. – Москва : Металлургия, 1984. – 496 с.
7. History of NACE International // AMPP : сайт. – URL: <https://www.ampp.org/about/nace-history> (дата обращения: 24.03.2023)
8. Маркин, А. Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С. В. Суховерхов. – Владивосток : Дальнаука, 2011. – 288 с.
9. Рекомендации по закачке ингибиторов коррозии углекислотной в пласт скважин газоконденсатных месторождений Краснодарского края. - м.: ВНИИГАЗ, 1970, 64 с.
10. ГОСТ 9.106-2021. Единая система защиты от коррозии и старения. Коррозия металлов. Термины и определения : дата введения 2022-07-01. – Москва : Российский институт стандартизации, 2021. – 11 с.

11. ГОСТ 9.502-82. Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний : дата введения 1984-01-01. – Москва : Государственный комитет СССР по стандартам, 1983. – 25 с.

12. ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости : дата введения 1987-01-01. – Москва : Издательство стандартов, 1985. – 79 с. Химическая коррозия // Все о коррозии : сайт. – URL: <https://www.okorrozii.com/ximichiskakorrozia.html> (дата обращения: 05.04.2023)

13. ГОСТ Р 51365-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования : дата введения 2011-01-01. – Москва : Стандартинформ, 2011. – 62 с.

14. Ivana Jevremovic, Marc Singer, Srdjan Nestic, Vesna Miskovic-Stankovic Inhibition properties of self-assembled corrosion inhibitor talloil diethylenetriamine imidazoline for mild steel corrosion in chloride solution saturated with carbon dioxide / Corrosion Science, V. 77 (2013), p.265-272

15. Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода // КиберЛенинка : сайт. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/korrozionnaya-agressivnost-razlichnyh-ekspluatatsionnyh-faktorov-na-uglevodorodnyh-mestorozhdeniyah-soderzhaschih-dioksid-ugleroda/viewer> (дата обращения: 09.04.2023)

16. Effect of Alloying Elements on the Corrosion Behavior of Carbon Steel in CO2 Environments // Institute for Corrosion and Multiphase Technology : сайт. – URL: <http://www.icmt.ohio.edu/documents/NACE2018/C2018-10997.pdf> (дата обращения: 09.04.2023)

17. Z. M. Wang, X. Han, J. Zhang and Z. L. Wang In situ observation of CO<sub>2</sub> corrosion under high pressure / Corrosion Engineering, Science and Technology, 2014 Vol. 49, № 5, p. 352-356.
18. Yang D., Rosas O., Castaneda H. FeCO<sub>3</sub> Layer Evolution for API 5L X52 Steel in Carbon Dioxide Saturated NaCl Brine in the Presence of 1-Decyl-3-Methylimidazolium Chloride // Corrosion Science. 2014. Vol. 87. No. 10. P. 40-50. DOI: 10.1016/j.corsci.2014.05.021.
19. Рекомендации по закачке ингибиторов коррозии углекислотной в пласт скважин газоконденсатных месторождений Краснодарского края. – Москва : ВНИИГАЗ, 1970. – 64 с.
20. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования : дата введения 2014-12-01. – Москва : Стандартинформ, 2015. – 94 с.
21. ГОСТ Р 9.905-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы коррозионных испытаний. Общие требования : дата введения 2009-01-01. – Москва : Стандартинформ, 2020. – 20 с.
22. ГОСТ Р 9.907-2007. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические. Методы удаления продуктов коррозии после коррозионных испытаний : дата введения 2009-01-01. – Москва : Стандартинформ, 2008. – 19 с.
23. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин, В.Ф. Кобычев, И.В. Колинченко, А.Д. Юсупов // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84-89.
24. Нургалиев, Д.М. Система противокоррозионной защиты на ОНГКМ / Д.М. Нургалиев, А.В. Маняченко // Газовая промышленность. – 2008. – С. 80-82.
25. СТО Газпром 9.3-011-2011 Ингибиторная защита от коррозии промышленных объектов и трубопроводов. Основные требования. – М: Газпром экспо, 2011. – 39 с.

26. Корякин, А.Ю. Углекислотная коррозия на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / А.Ю. Корякин // Научный форум: технические и физико-математические науки . – Москва : МЦНО, 2018. – С. 10-21.
27. Кравцов В.В., Латыпов О.Р., Макаренко О.А., Ибрагимов И.Г. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования. – М.: Химия, 2010. – 344 с.
28. Малышев Д.А., Волочанинов Н.В. Противокоррозионная защита и контроль коррозионных процессов промышленных объектов ООО «Газпром добыча Астрахань» // Материалы отраслевого совещания по вопросам защиты от коррозии. - (Астрахань, 17-21 мая 2010). - М.: Газпром экспо, 2010. С. 64-74.
29. Asbjorn Wilhelmsen, Hilde Meisingset, Simen Moxnes, Hans Olav Knagenhjelm ORMEN LANGE-1: Extreme subsea conditions drive concept development/ Oil & gas journal, Vol. 103 (2005), № 45, pp. 62-67.
30. Anne Marie K. Halvorsen, The relationship between internal corrosion control method, scale control and meg handling of a multiphase carbon steel pipeline carrying wet gas with CO<sub>2</sub> and acetic acid / NACE Conference Corrosion 1999, p. 45.
31. Rozenfeld, I.L. Investigation of the corrosion and hydrogen absorption of steel and inhibition of these processes in aqueous media containing hydrogen sulfide. / I.L. Rozenfeld, L.V. Frolova, V.M. Brusnikina – Soviet Scientific Reviews. Section B. Chemistry reviews. V. 8. – Amsterdam, Netherlands: OPA Ltd, 1987. – 115 p.
32. СТО Газпром 9.3-007-2010 Защита от коррозии. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа. – М: Газпром экспо, 2015. – 91 с.

33. Ikeda, A. Corrosion Behavior of 9 to 25 % Cr Steels in Wet CO<sub>2</sub> Environments / A. Ikeda, S. Mukai, M. Ueda // Corrosion. – 1985. – № 4. – P. 185– 192.
34. C. De-Waard, V. Lotz. Prediction of CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel. – NACE International Conference Series, Corrosion /93. Paper no. 69, NACE int., Houston, Tex, USA, 1993.
35. A. Dugstad, E. Gulbrandesen, J. Kvarekvål, R. Nyborg, and M. Seiersten, “Corrosion testing in multiphase flow, challenges and limitations,” NACE International Conference Series, Corrosion/2006 paper no 06598, 2006.
36. C. de Waard, D. E. Milliams. Prediction of Carbonic Acid Corrosion in Natural Gas Pipelines, First International Conference on the Internal and External Protection of Pipes, Paper F1, Cranfield, UK: BHRA Fluid Engineering, 1975.
37. C. de Waard, U. Lotz, D. E. Milliams. Predictive Model for CO<sub>2</sub> Corrosion Engineering in Wet Natural Gas Pipelines, Corrosion, Vol. 47, No. 12, p. 976, 1991.
38. C. de Waard, U. Lotz, A. Dugstad. Influence of Liquid Flow Velocity on CO<sub>2</sub> Corrosion: A Semi -Empirical Model, CORROSION/95, Paper No. 128, Houston, TX: NACE International, 1995.
39. R. Baboian. NACE Corrosion Engineer’s Reference Book, 3rd ed. Houston, TX: NACE International, 2002.
40. Пономарев А.И. Новый методический подход к прогнозированию подверженности углекислотной коррозии оборудования высокотемпературных газоконденсатных скважин / А.И. Пономарев, Н.В. Иванов, А.Д. Юсупов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – № 6 (332) – с. 49-59.
41. Кузнецов В.П. Прогнозирование и механизм углекислотной коррозии газопромыслового оборудования / В.П. Кузнецов // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. РНТС. – М: ВНИИОЭНГ. – 1978. – №2 - с. 3-6.

42. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
43. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
44. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
45. ГОСТ 12.4.275-2014. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний
46. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
47. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
48. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (П Б 03-576—03). Серия 03. Выпуск 24 / Колл.авт. — М.: Научнотехнический центр по безопасности в промышленности, 2008. — 188 с.
49. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Расчет показателей эффективности

Показатель	Сумма	Ввод оборудования	2023	2024	2025	2026
Амортизация, руб.	80 680 285,71	0	20 170 071,43	20 170 071,43	20 170 071,43	20 170 071,43
Выручка, руб.	1 653 917 076,32	-	588 901 342,81	546 262 705,76	518 753 027,75	518 753 027,75
Капитальные вложения, руб.	136 200 000,00	136 200 000,00	-	-	-	-
Текущие затраты (эксплуатационные затраты), руб.	432 594 430,71	-	144 198 143,57	144 198 143,57	144 198 143,57	144 198 143,57
Валовая прибыль, руб.	1 221 322 645,61	-	444 703 199,24	402 064 562,19	374 554 884,18	374 554 884,18
Налог на прибыль, руб.	244 264 529,12	-	88 940 639,85	80 412 912,44	74 910 976,84	74 910 976,84
Чистая прибыль, руб.	977 058 116,49	0	355 762 559,39	321 651 649,75	299 643 907,35	299 643 907,35
Денежный поток, руб.	1 221 182 309,55	-136 200 000,00	375 932 630,82	341 821 721,18	319 813 978,77	319 813 978,77
Чистый дисконтированный доход, руб.	842 301 832,41	-136 200 000,00	190 697 939,84	449 164 269,66	659 447 152,06	842 301 832,41
Срок окупаемости, лет	4,13					
Внутренняя норма доходности	1,27					
Индекс доходности	20,91					