

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
 продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
«Разработка технического решения по борьбе с коррозионным разрушением промыслового нефтепровода на примере объекта в Красноярском крае»

УДК 622.692.4:620.197(571.51)

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Жилин Антон Васильевич		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Антропова Н.А..	к.г.м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров
по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
ПК(У)-6	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

	<p>коррозии и причины её возникновения, способы защиты трубопроводов от наружной и внутренней коррозии..</p> <p>2. Изучить нормативные требования по технической эксплуатации промысловых нефтепроводов на объектах ПАО«Роснефть»</p> <p>3. Проанализировать проблемы и технические решения по борьбе с коррозионным разрушением промышленного нефтепровода в Красноярском крае.</p> <p>4. Разобрать методы диагностирования и мониторинга скорости равномерной коррозии на нефтепроводах.</p> <p>5. Разработать рекомендаций по применению методов борьбы с коррозионными разрушениями.</p> <p>6. Провести расчет экономической эффективности применения ингибиторной защиты нефтесборного трубопровода на [REDACTED] месторождении.;</p> <p>4. Произвести расчет минимальной допустимой толщины стенки трубопровода и проверки на прочность трубопровода;</p> <p>7. Сормирование выводы о проделанной работе.</p>
Перечень графического материала	Рисунки, схемы, таблицы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына Зоя Васильевна Доцент (ОСГН), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Жилин А.В.		

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Коррозия промышленных трубопроводов</i>	10
18.03.2023	<i>Коррозионный мониторинг и диагностирование состояния трубопроводов на примере [REDACTED] месторождения</i>	15
07.04.2023	<i>Сведения об объекте исследования</i>	10
14.04.2023	<i>Разработка технического решения по борьбе с коррозионным разрушением нефтесборного трубопровода « [REDACTED] »</i>	15
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент.		
----------	---------------	-----------------	--	--

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Жилин А.В.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страниц, в том числе 3 рисунка, 27 таблиц, 13 источник информации.

Ключевые слова: коррозия, ингибитор коррозии, причины коррозии, методы защиты от коррозии, месторождение, нефть, промышленный нефтепровод.

Объектом исследования являются промышленный нефтесборный трубопровод.

Цель работы – Разработка технического решения по борьбе с коррозионным разрушением промышленного нефтепровода на примере объекта в Красноярском крае.

В процессе исследования были рассмотрены различные виды коррозии нефтепромышленного оборудования. Приведены методики по защите и своевременному выявлению коррозионного разрушения.

В результате работы был произведен анализ причин превышения скорости внутренней коррозии на исследуемом объекте. Было разработано техническое решение по борьбе с коррозионным разрушением, произведен расчет экономической эффективности применения ингибиторной защиты на объекте.

ABSTRACT

The final qualifying work contains 105 pages, including 3 figures, 27 tables, 13 sources of information.

Key words: corrosion, corrosion inhibitor, causes of corrosion, corrosion protection methods, field, oil, field oil pipeline.

The object of the study is an infield oil gathering pipeline.

The purpose of the work is to develop a technical solution to combat corrosion damage of a field oil pipeline using the example of an object in the Krasnoyarsk Territory.

During the study, various corrosions of oilfield equipment were considered. Measures for the protection and timely detection of corrosion damage are given.

As a result of the work, an analysis was made of the reasons for exceeding the rate of internal corrosion on the object under study. A technical solution was developed to combat corrosion damage, a calculation was made of the economic efficiency of using inhibitor protection at the facility.

Оглавление

Введение	12
Определения, обозначения, сокращения	14
Определения	14
Обозначения и сокращения	15
Обзор литературы	17
1. Коррозия промышленных трубопроводов	19
1.1. Определение «коррозия»	19
1.2. Виды коррозии и причины её возникновения	19
1.3. Современные методы защиты трубопроводов от коррозии	22
1.4. Выводы по разделу	24
2. Коррозионный мониторинг и диагностирование состояния трубопроводов на примере [REDACTED]	25
2.1. Коррозионный мониторинг	25
2.2. Техническое диагностирование и обследование	26
2.3. Внутритрубная диагностика	28
2.4. Вывод	28
3. Сведения об объекте исследования	29
3.1. Сведения о месторождении	29
3.1.1. Общие сведения	29
3.1.2. Характеристики нефти	30
3.1.3. Пластовые воды	31
3.2. Сведения о нефтесборном трубопроводе « [REDACTED] »	32
3.3. Технические решения по борьбе с коррозионным разрушением, принятые при проектировании нефтесборного трубопровода « [REDACTED] »	33
3.4. Вывод	34
4. Разработка технического решения по борьбе с коррозионным разрушением нефтесборного трубопровода « [REDACTED] »	35
4.1. Анализ причин увеличения скорости коррозии и возможных технических решений для её снижения	35
4.2. Замер фоновой коррозии	36
4.3. Проведение внутритрубной диагностики	37
4.3.1. Цели, задачи ВТД	37
4.3.2. Очистка	37
4.3.3. Диагностика трубопровода профилемером	38

4.3.4. Диагностика трубопровода магнитным дефектоскопом MFL	38
4.4. Расчет отбраковочной толщины стенки трубопровода	39
4.5. Опытно-промысловые испытания ингибиторов коррозии (ОПИ)	42
4.5.1. Общая информация	42
4.5.2. Опытно-промысловые испытания ИК « ██████████ »	45
4.5.3. Опытно-промысловые испытания ИК «ИНКОРГАЗ 112»	53
4.5.4. Опытно-промысловые испытания ИК ██████████	62
4.5.5. Выводы по результатам проведенных ОПИ.....	72
4.6. Вывод по разделу	72
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	75
5.1. Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии нефтесборного трубопровода	75
5.2. Расчет экономической эффективности применения коррозионной защиты	78
5.3. Расчет экономии за счет снижения количества текущих и капитальных ремонтов	80
5.4. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования.....	82
5.5. Расчет общей экономии	83
5.6. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии	84
5.7. Расчет экономического эффекта	84
5.8. Вывод.....	85
6. Социальная ответственность	89
Введение	89
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	89
6.2. Производственная и социальная безопасность	91
6.2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов	91
6.2.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	95
6.3. Безопасность экологической среды.....	98
6.3.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха.....	98
6.3.2. Меры для охраны водной среды	100
6.4. Анализ безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
Заключение	103

Введение

Цель данной работы заключается в разработке технического решения по борьбе с коррозионным разрушением промышленного нефтепровода на примере объекта в Красноярском крае.

Для реализации данной цели в работе необходимо выполнить следующие задачи:

1. Разобрать определение понятия «коррозия», виды коррозии и причины её возникновения, способы защиты трубопроводов от наружной и внутренней коррозии. Провести обзор литературы посвященной проблемам исследования причин коррозии и современным методам диагностирования и борьбы с ней на подземных промышленных нефтепроводах.

2. Изучить нормативные требования по технической эксплуатации промышленных нефтепроводов на объектах ПАО «Роснефть»

3. Проанализировать проблемы и технические решения по борьбе с коррозионным разрушением промышленного нефтепровода в Красноярском крае.

4. Разобрать методы диагностирования и мониторинга скорости равномерной коррозии на нефтепроводах.

5. Разработать рекомендаций по применению методов борьбы с коррозионными разрушениями.

6. Провести расчет экономической эффективности применения ингибиторной защиты нефтесборного трубопровода на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Актуальность работы в том, что не смотря на большой прогресс в сфере защиты трубопроводов от коррозии, до сих пор более 50 процентов аварий при эксплуатации трубопроводного транспорта происходит вследствие коррозионных разрушений трубопроводов и оборудования. И даже когда есть рабочие схемы действий в определенных ситуациях, необходимо для каждого

случая принятия индивидуальных технических решений, наиболее эффективных и выгодных для конкретного объекта.

Объектом исследования является действующий промышленный нефтесборный трубопровод «[REDACTED]», на котором в процессе эксплуатации, по очередным результатам мониторинга, было выявлено значительное превышение скорости коррозии. Трубопровод находится на [REDACTED]

[REDACTED] – крупное нефтегазоконденсатное месторождение. Располагается в Эвенкийском районе Красноярского края 280 километрах от поселка Тура. Разработкой и эксплуатацией месторождения занимается АО «[REDACTED]», входящее в структуру НК «Роснефть».

Определения, обозначения, сокращения

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

Нефтеcборный трубопровод - промышленный трубопровод для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов сбора и первичной подготовки (дожимная насосная станция, установка предварительного сброса воды и т.п.).

Эксплуатация трубопровода - совокупность процессов транспортировки рабочей среды, технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта трубопровода.

Срок службы трубопровода - календарная продолжительность от даты ввода трубопровода в эксплуатацию до даты прекращения эксплуатации.

Общая Коррозия - коррозия, охватывающая всю поверхность металла, которая находится под воздействием коррозионной среды.

Локальная коррозия - коррозия, характеризующаяся разрушением отдельных участков поверхности металла.

Скорость коррозии - коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени (для общей скорости коррозии) или время достижения допустимой (заданной или полученной) степени поражения (для локальной скорости коррозии).

Коррозионная агрессивность среды - степень коррозионного воздействия среды на определенный конструкционный материал.

Коррозионный мониторинг - комплекс технических, методических, программных средств и организационных мероприятий, служащих средством информационного обеспечения при оценке интенсивности и опасности коррозионных процессов, планировании мероприятий по ее предупреждению и оценке эффективности применяемых мер по защите от коррозии.

Ингибитор коррозии - химический реагент, который при введении в коррозионную среду заметно снижает скорость коррозии металла

Ингибиторная защита - метод защиты от коррозии поверхности оборудования и трубопроводов, контактирующей с рабочей средой, заключающийся во введении в нее специальных реагентов – ингибиторов коррозии металла, обладающих способностью снижать скорость коррозии металла при адсорбции на его поверхности.

Эффективная удельная дозировка - дозировка ингибитора (г/м³), при которой обеспечивается заданная эффективность защиты.

Фоновая скорость коррозии - скорость коррозии при отсутствии в коррозионной среде ингибитора коррозии.

Обозначения и сокращения

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка

АСПО - асфальто-смолистые и парафиновые отложения

ВТД – внутритрубная диагностика

ИЗ - ингибиторная защита

ИК - ингибитор коррозии

ОПИ - опытно-промышленные испытания

ОСК - образец-свидетель коррозии

ОЭТ – отдел эксплуатации трубопроводов

ПТ - промышленный трубопровод

СК - скорость коррозии

СКМ - система коррозионного мониторинга

ТО - техническое обслуживание

УДХ - установка дозирования химреагента

УКК - узел контроля коррозии

ЦЭРТ - цех эксплуатации и ремонта трубопроводов

ЭХЗ – электрохимическая защита



Обзор литературы

Проблеме коррозионных разрушений посвящено много книг, статей и работ. Много нормативной документации разработано для решения этой проблемы. В данной работе была применена следующая литература:

Для общего определения понятия «Коррозия», причин её возникновения и методов борьбы с ней была использованы :

- Статья Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования, авторами которой являются Мукалдисов Н.И., Фархутдинов А.А.Р. и Елпидинский А.А.
- Книга Маркина А.Н.и Низамова Р.Э. «СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования.»

При проведении расчетов отбраковочной толщины были изучены и применены документы по техническим условиям на изготовления трубы и фасонных деталей трубопровода, Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" и Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ 1. СП 284.1325800.2016

Также была изучена и применена на практике актуальная к данной работе нормативно-техническая документация. Такая как:

- ПРИКАЗ РТН от 21 декабря 2021 г. N 444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
- ГОСТ 9.602-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
- ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз», № П1-01.05

ТР-4198 ЮЛ-107, «Мониторинг скорости коррозии и ингибиторной защиты на промышленных трубопроводах»

- Положение Компании № П1-01.05 Р-0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»

- Методические указания Компании № XXXXXXXXXX «Проведение коррозионного мониторинга и ингибиторной защиты промышленных трубопроводов».

- Типовые требования Компании № П1-01.05 М-0133 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов».

1. Коррозия промышленных трубопроводов

1.1. Определение «коррозия»

Коррозия – это разрушение металлов при взаимодействии с агрессивной (коррозионной) средой, вызванное химическими или электрохимическими реакциями. В результате таких реакций происходит окисление металла, с образованием оксидов. В результате коррозионных процессов происходит разрушение металла.

Одним из способов затормозить коррозию является переход от конкретной системы металл/среда к другой системе, где процесс коррозии термодинамически невозможен, например, путем изменения качественного или количественного состава среды.

Главной целью защиты трубопроводов при проектировании и эксплуатации, является снижение скорости коррозии до значений, при которых изменение свойств материала не повлияет на эксплуатационную надежность конструкций. Выбор защитных мер во многом зависит от развития процесса и характера его проявления.

1.2. Виды коррозии и причины её возникновения

По характеру протекания химических реакций, коррозия бывает двух видов: химическая и электрохимическая.

Химическая коррозия возникает согласно закону кинетики гетерогенных реакций, которые не сопровождается возникновением электрического тока. Во время химической коррозии на металл воздействует окислитель.

Электрохимическая коррозия возникает в соответствии с законами электрохимической кинетики. Является следствием окисления металлов в

электропроводной среде и сопровождается образующимся электрическим током. При таком взаимодействии металла с окружающей средой происходят как катодные, так и анодные процессы, которые протекают на различных участках поверхностей металла. При этом коррозионное разрушение происходит только на анодном участке.

По виду поражения коррозию делят на общую и локальную.

Общая коррозия – разрушение, развивающееся на всей поверхности металла, контактирующего с коррозионными средами. При общей коррозии происходит утонение стенки трубопровода, и вследствие - понижается механическая прочность трубы. Общая коррозия может быть равномерной, неравномерной и избирательной:

- равномерная коррозия распространяется по всей поверхности практически с одной скоростью.

- при неравномерной коррозии глубина поражения одного участка поверхности больше другого.

- избирательная коррозия разрушает чаще всего какую-либо структурную составляющую сплава.

При локальной коррозии разрушение развивается не по всей поверхности, а на отдельных участках. Существует следующие разновидности локальной коррозии:

- язвенная – распространяется в виде отдельных каверн, диаметр которых равен или превышает их глубину

- пятнами – распространяется в виде отдельных пятен, диаметр которых превышает глубину пораженных коррозией слоев металла.

- питтинговая – распространяется в виде множества отдельных глубоких точек диаметром от 0.1 до 2 мм.

Питтинговая и язвенная коррозия часто могут привести к сквозным разрушениям, при которых дальнейшая эксплуатация невозможна.

Также бывают следующие виды коррозии:

- межкристаллитная – распространяется на границах металла. Опасна

тем, что приводит к быстрой потере прочности металла, не изменяя при этом внешний вид поверхности.

- коррозионные растрескивания под напряжениями – возникают из-за постоянно-растягивающих напряжений, вследствие чего появляются коррозионные трещины. Разрушение распространяется не только межкристаллитно, но и внутрь кристалла. Чаще всего поражают сооружения, которые находящиеся под постоянной нагрузкой (подземные трубопроводы, сосуды и трубопроводы высокого давления, валы, тросы и т.д.)

- нитевидная коррозия – распространяется в виде нитей под защитным покрытием;

- ножевая коррозия – распространяется в зоне сварного соединения в зоне сварки в виде надрезов ножом.

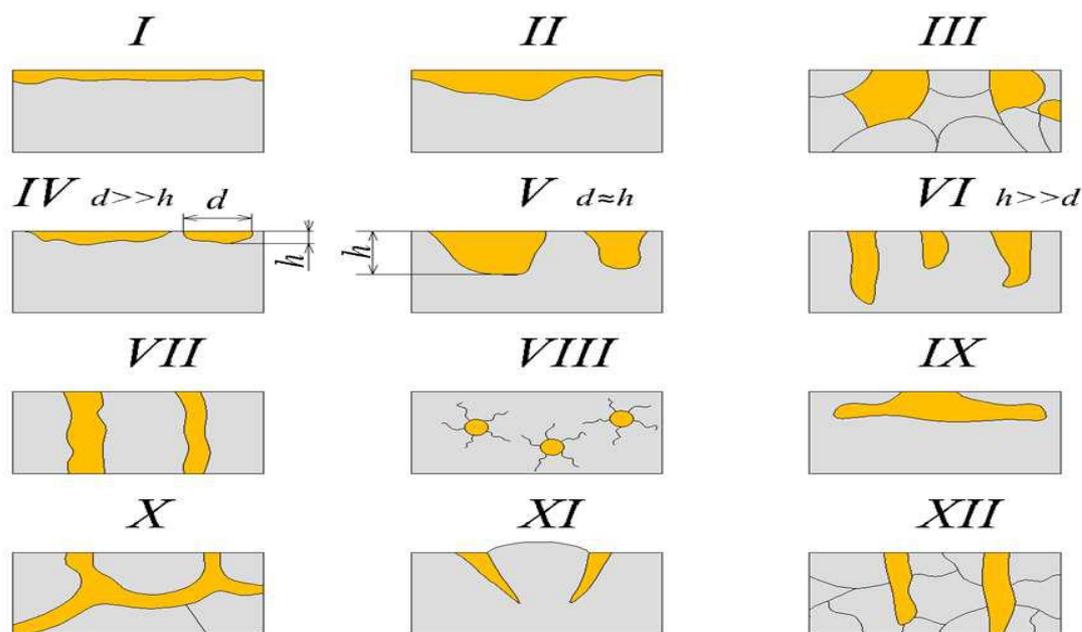


Рисунок 1 - Характер коррозионных разрушений

I – равномерный; II – неравномерный; III – избирательный; IV – пятнами; V – язвы; VI – питинги; VII – сквозной; VIII – нитевидный; IX – подповерхностный; X – межкристаллитный; XI – ножевой; XII – растрескивание; d и h – диаметр и глубина коррозионных разрушений

1.3. Современные методы защиты трубопроводов от коррозии

При проектировании трубопроводов принимаются во внимание, как технические (наличие/отсутствие блуждающего тока, коррозионная активность грунта, виды противокоррозионного изоляционного покрытия и пр.), так и экономические факторы .

Рассмотрим основные способы защиты:

1. Применение коррозионностойких труб.

Данный способ защиты от коррозии производится внедрением в металл различных компонентов, способные повысить его коррозионную стойкость в принятых условиях или же удаляют вредные примеси, которые ускоряют коррозию. Это осуществляется на стадии изготовления металла, а также при термических и механических обработках металлических деталей. И все-таки широкое распространение этого способа тормозится высокой стоимостью некорродирующего металла. Сюда же можно отнести применение сплавов титана и алюминия для труб, а также неметаллических материалов, имеющие высокую химическую стойкость (полимеры, бетон, керамика, стеклопластик и т.д.).

2. Изолирование поверхности сооружения от контакта с внешними и внутренними агрессивными средами или пассивная защита.

Защита осуществляется нанесением на поверхность металла защитных материалов. В их качестве применяют различные полимерные мастичные материалы, краски, лаки эмали и т.д. Эти материалы образуют покрытие, которое обладает высокой прочностью и хорошей адгезией с поверхностью защищаемого металла. Применение защитного слоя на металлических объектах – наиболее распространенный метод. В некоторых случаях на изделия из углеродистых и низколегированных сталей наносят тонкий слой другого металла, обладающий меньшей скоростью коррозии в данной среде (например, цинкование, хромирование или никелирование стальных изделий)

Сюда же можно отнести специальные методы укладки, часто

применяемые для защиты подземных сооружений на территории городов и промышленных площадок, например коллекторную прокладку, при которой подземные трубопроводы размещают в специальных каналах.

3. Снижение агрессивности окружающей среды:

1-ый способ: введение ингибиторов (замедлителей) коррозии, которые предусматривают дезактивационную обработку агрессивной среды. Ингибиторами коррозии называются соединения, которые вводятся в коррозионную систему для снижения её агрессивности. Действие ингибиторов чаще всего сводится к осаждению на поверхности металла молекул или ионов ингибитора, которые тормозят коррозию. Важным условием применения ингибиторов достаточность их концентрации в системе.

2-ой способ: деаэрация электролита почвы – снижение концентрации растворенного кислорода, как агрессивного реагента, участвующего в катодной и анодных реакциях.

3-ий способ: замена грунта на менее агрессивный с целью уменьшения коррозионной активности, либо добавление в грунт различных химикатов (например, наиболее дешевым материалом является известь). При высоких значениях рН прекращается рост сульфатовосстанавливающих бактерий. Поэтому используют специальные засыпки, создающие высокие значения рН вокруг трубы.

4-ый способ: гидрофобизация грунтов – обеспечивает изоляцию трубопровода от механических повреждений, вредного воздействия окружающей среды и замедляет процесс ее старения. Термин «гидрофобизированные» - подразумевает грунты, обработанные вяжущими продуктами и имеющие повышенную водостойкость, водонепроницаемость, низкую коррозионную активность и воздухопроницаемость.

4. Применение электрохимической защиты подземных металлических сооружений.

1) катодная защита - постоянная катодная поляризация металлического сооружения, эксплуатируемого в среде с достаточно большой

электропроводностью. Такая поляризация, осуществляемая от внешнего источника электрической энергии. При катодной защите изделию придается настолько электроотрицательный потенциал, что оно становится катодом и разрушение металла термодинамически невозможно.

2) протекторная защита – основана на катодной поляризации, вызванной электрическим контактом сооружения с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом.

Согласно пунктам 3.2 и 3.3 ГОСТ Р 51164-98 (ТРУБОПРОВОДЫ СТАЛЬНЫЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ Общие требования к защите от коррозии), защита трубопроводов от коррозии должна обеспечивать их безаварийную (по этой причине) работу на весь период эксплуатации. При всех способах прокладки, кроме надземной, трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от коррозионной агрессивности грунта.

Под комплексной защитой понимают полную защиту стальных труб и элементов трубопровода от коррозии с помощью внутренних антикоррозионных покрытий и наружной изоляции, втулок или наконечников защиты сварного соединения, защиту трубопроводов от воздействия электрохимической коррозии, а также, в случае необходимости, применение ингибиторов коррозии.

1.4. Выводы по разделу

Коррозия – это разрушение металла. Чтобы остановить этот процесс необходимо понимать причины возникновения коррозии.

Защита трубопроводов от коррозии должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями, средствами электрохимической защиты и другими способами.

2. Коррозионный мониторинг и диагностирование состояния трубопроводов на примере ██████████.

Своевременное выявление дефектов, образовавшихся вследствие влияния коррозии, позволяет принять необходимые меры для предотвращения распространения коррозионного разрушения на трубопроводах. В этих целях на объектах производится постоянный коррозионный мониторинг, а также периодические ревизии и диагностика состояния трубопроводов.

2.1. Коррозионный мониторинг

Коррозионный мониторинг является одной из составляющих процесса обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов, увеличения срока службы и снижения эксплуатационных затрат на их обслуживание.

Система коррозионного мониторинга трубопроводов должна представлять собой совокупность технических, методических, программных средств, а также организационных мероприятий, которая служит средством информационного обеспечения при планировании и реализации мероприятий по предупреждению аварийности нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, эксплуатируемых в коррозионно–опасных средах.

Информация, получаемая с системы коррозионного мониторинга по коррозионной агрессивности рабочих сред и остаточному содержанию ингибиторов коррозии, позволяет оценить текущее коррозионное состояние трубопроводного фонда, тенденции изменения агрессивности рабочих сред, а также определить эффективность проводимых противокоррозионных мероприятий и необходимость их корректировки.

Методы контроля коррозии и средства измерения

При мониторинге коррозии трубопроводов ██████████

лицензионного участка [REDACTED] месторождения используются методы контроля коррозии, краткое описание по которым представлено ниже.

1. Гравиметрический метод, сущность которого заключается в экспозиции в коррозионной среде, изготовленных с соблюдением определенных требований образцов свидетелей коррозии (далее ОСК) с последующим определением убыли массы образцов и глубин местных коррозионных поражений. Используются плоские и цилиндрические образцы-свидетели, изготовленные из марки стали 09Г2С и стали 20.

2. Метод электросопротивления (в зарубежной терминологии Electrical Resistance – ER) основан на изменении электрического сопротивления чувствительного элемента, выполненного из исследуемого металла, экспонирующегося в рабочей среде. По мере коррозии толщина чувствительного элемента уменьшается и увеличивается его омическое сопротивление. Это изменение фиксируется измерительным прибором по отношению к аналогичному элементу, защищенному от коррозии. При обработке результатов показания прибора пересчитываются в единицы скорости коррозии. Измерения скорости коррозии углеродистых сталей и ее изменений во времени, основаны на показаниях датчиков ER (электрического сопротивления), размещенных в среде, движущейся по трубопроводу. На [REDACTED]

3. Ультразвуковой метод, основан на применении стационарных ультразвуковых датчиков с высокой чувствительностью. На [REDACTED]. Датчики устанавливаются на трубопровод и обеспечивают высокоточные замеры толщин стенок и температуры трубопровода.

2.2. Техническое диагностирование и обследование

В соответствии с требованиями Приказа РТН от 21.12.2021 № 444. ФНП ПБ. (Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов) на

объекте ██████ периодически проводится техническое диагностирование и обследование технологических трубопроводов.

С целью обеспечения промышленной безопасности технологических трубопроводов следует соблюдать необходимый объем диагностических работ (обследование технического состояния и (или) техническое диагностирование), оценивать критерии работоспособности, а также проводить необходимые исследования, испытания, расчеты, позволяющие оценить техническое состояние технологического трубопровода, анализ результатов диагностических работ.

Технологические трубопроводы подлежат техническому диагностированию, обследованию технического состояния в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации в области промышленной безопасности, при этом конструкции технологических трубопроводов, состоящие из труб и деталей трубопроводов, подвергаются техническому диагностированию.

Диагностические работы проводятся с целью возможности продления срока (назначенного ресурса) безопасной эксплуатации технологических трубопроводов в пределах остаточного срока службы (ресурса).

Для освидетельствования подземных технологических трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 м каждый с последующим снятием изоляции, осмотром состояния защитного покрытия, измерением параметров катодной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а также выборочный неразрушающий контроль качества металла сварных соединений и основного металла элементов трубопроводов, а по согласованию с эксплуатирующей организацией - с вырезкой отдельных участков.

При отсутствии средств инструментального контроля подземных технологических трубопроводов вскрытие проводят из расчета один участок на длину трубопровода не более 250 м.

2.3. Внутритрубная диагностика

При наличии на трубопроводе условий и возможности (камеры запуска и приема, соответствующий диаметр и пропускная способность трубопровода и необходимая скорость потока продукта) на объектах ██████████ месторождения проводится внутритрубная диагностика (ВТД).

Внутритрубная диагностика трубопроводов основана на использовании автономных снарядов-дефектоскопов (поршней, pigs), движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемого продукта (нефть, нефтепродукты, газ и т.п.). Снаряд снабжен аппаратурой (обычно ультразвуковой или магнитной) для неразрушающего контроля трубы, записи и хранения в памяти данных контроля и вспомогательной служебной информации, а также источниками питания аппаратуры.

Внутритрубная диагностика - это комплекс работ, направленный на обнаружение нарушения формы и механических повреждений стенок труб (овальность, вмятины и др.), дефектов коррозионного происхождения, трещин в сварных соединениях и стенках труб, а также фиксирования фактического пространственного положения трубопровода. По результатам расшифровки данных внутритрубной диагностики дается общая оценка технического состояния трубопровода.

ВТД на объектах компании производится подрядными организациями при участии в организации мероприятия Цеха по эксплуатации и ремонту трубопроводов (ЦЭРТ).

2.4. Вывод

На ██████████ НГКМ постоянно ведется контроль коррозионной активности. Самые точные данные о состоянии объекта можно получить по результатам ВТД, но не везде есть возможность её проведения. Среди других методов, как наиболее точный, можно выделить гравиметрический метод коррозионного мониторинга.

3. Сведения об объекте исследования.

3.1. Сведения о месторождении.



Рисунок 3. [REDACTED]

3.1.1. Общие сведения

[REDACTED] – крупное нефтегазоконденсатное месторождение. Располагается в Эвенкийском районе Красноярского края в 280 километрах от поселка Тура. Относится к Крайнему Северу, климат резко континентальный.

Разработкой и эксплуатацией месторождения занимается АО «[REDACTED]», входящее в структуру НК «Роснефть».

[REDACTED] по системе геологического нефтегазового районирования располагается в пределах Байкитской нефтегазоносной области, которая входит в состав Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции. Приурочено к

одноименному выступу дорифейского кристаллического фундамента. Нефтегазоносность связана с трещинно-кавернозными отложениями рифея и песчаниками венда.

Как показали исследования геологов [REDACTED] является самым древним на планете, возраст пород превышает один миллиард лет.

3.1.2. Характеристики нефти

Результаты исследования показали, что пробы нефти [REDACTED] достаточно легкие, маловязкие, малосернистые, малопарафинистые (содержание парафина не превышает 0,7 %, в среднем составляет 0,4 %), малосмолистые с достаточно высоким выходом светлой фракции до 300 °С. Нефть по ГОСТ Р 51858-2020 относится к 1 классу и 1 типу.

По характеристикам сравнима с нефтью марки Brent и легче, чем нефть марки Urals, которая идет на экспорт. Содержание серы ниже, чем в нефти Urals и значительно ниже чем в Brent

Очень низкая температура застывания (показатель равен примерно –40 °С) позволяет транспортировать сырьё по нефтепроводам, пролегающим под землёй, без дополнительного подогрева, с минимальными гидравлическими потерями.

Данные результаты соотносятся с нефтью преимущественно без газа и конденсата из газовой шапки (плотность и вязкость при 20 °С составляет 810,3 - 829,1 кг/м³ и 6,270 - 10,928 мм²/с). При снижении пластового давления в призабойной зоне пласта и в стволе скважины из прорывного газа происходит выпадение конденсата. Этот конденсат разбавляет нефть, меняя ее физико-химические характеристики, в том числе и температуру насыщения нефти парафином (плотность 746,2 – 790,1 кг/м³, вязкость 1,534 – 3,302 мм²/с).

Из-за этого свойства нефтей разных скважин (соответственно кустовых

площадок) имеют очень широкий диапазон изменения параметров. Нефти, разбавленные конденсатом, имеют больший выход легких фракций по данным фракционного состава, меньшую молекулярную массу, более низкие температуры застывания и насыщения парафином. Нефти, которые разбавлены конденсатом (у них самая низкая плотность), характеризуются наименьшими значениями температуры, при которой начинается кристаллизация твердых парафинов. Чем меньше температура насыщения нефти парафином у устьевого пробы (не разбавленной конденсатом), тем больше было потерь парафинов в виде АСПО по пути движения нефти от забоя до места отбора пробы.

3.1.3. Пластовые воды

Водная фаза промышленных сред, как правило, характеризуется высокой коррозионной агрессивностью. Основной причиной этого является наличие в ее составе растворенных коррозионно-агрессивных компонентов: углекислого газа, кислорода, сероводорода, механических примесей и микроорганизмов. Эти компоненты являются основными факторами риска коррозии промышленных трубопроводов.

Пластовые воды ██████ имеют минерализацию 211 (до 300) г/дм³, при этом состав их относится к хлоридно-кальциевому типу.

Анализ содержания растворенных коррозионно-опасных компонентов (СО₂) в транспортируемой среде с объектов ██████ показывает высокое содержание растворенного СО₂ (≈200 – 240 мг/дм³) что говорит о наличие углекислотного характера коррозии.

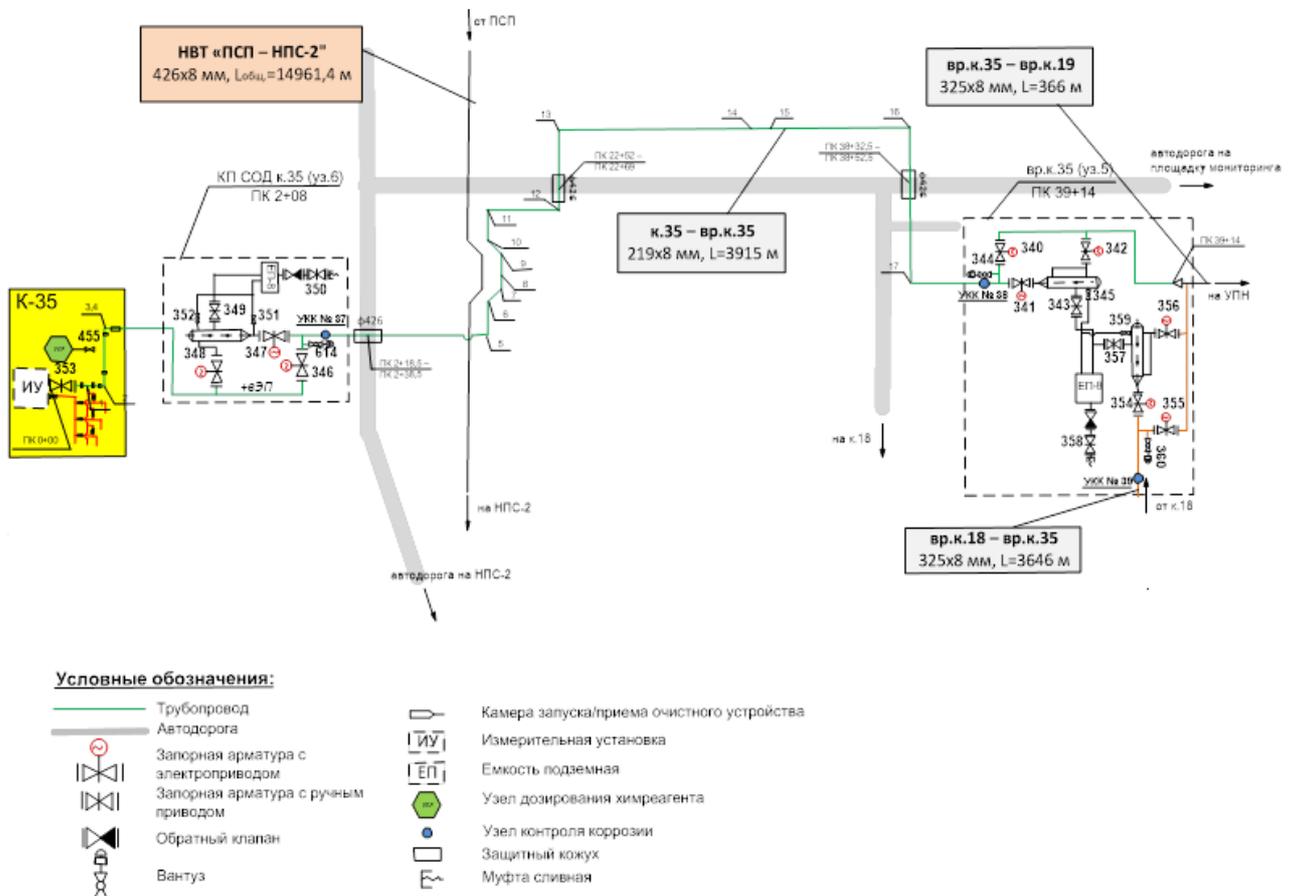
Проведенные в лабораторных исследованиях эксперименты (ОАО «██████████» 2018 г.) показывают, что в условиях постоянного барботажа СО₂ (условие насыщения СО₂) скорость коррозии превышает предельно-допустимые значения (>0,1 мм/год) и составляет 0,380 мм/год. При

нейтрализации растворенного кислорода скорость коррозии составляет менее 0,1 мм/год (0,071 мм/год).

3.2. Сведения о нефтесборном трубопроводе « ██████████ »

Нефтесборный трубопровод « ██████████ » введен в эксплуатацию в 2018 году, его протяженность составляет 3915 метров. Способ прокладки подземный. Диаметр трубы 219, исполнительная толщина стенки 8 миллиметров. Транспортируемая рабочая среда нефтегазовая эмульсия. Рабочее давление 4 МПа.

Трубопровод начинается на границе кустовой площадки № ██████████, от задвижки за автоматической замерной установкой (АЗУ). Имеется камера запуска в 200 метрах от начала на ПК 02+08, и камера приема в конце на ПК 39+14.



3.3. Технические решения по борьбе с коррозионным разрушением, принятые при проектировании нефтесборного трубопровода « »

Как указано в проекте, для защиты нефтесборного трубопровода от коррозии на участке пропуска очистного устройства предусмотрены трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-003-52534308-2008, на участках, где пропуск очистного устройства не предусмотрен, а также для защиты обвязки камер запуска приема СОД – трубы с заводским наружным двухслойным полиэтиленовым и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием по ТУ 1390-003-52534308-2008.

Для наружной защиты зоны сварных швов и надземно монтируемых труб применена термоусаживающаяся лента типа « » по ТУ 2293-004-58210788-2005 в комплекте с замковыми пластинами и двухкомпонентным эпоксидным праймером.

На участках трубопровода с внутренним изоляционным покрытием для защиты внутренней зоны сварных швов предусмотрены вставные втулки по ТУ1396-001-48151375-2001 производства ООО « » г. Самара в комплекте с герметизирующим материалом.

Надземные участки труб, соединительные детали и арматуру теплоизолировать согласно СНиП 41-03-2003. Состав тепловой изоляции: маты прошивные МП (СТ)- 100-1000.500.70 по ГОСТ 21880-2011; покрывной слой теплоизоляции – стальной лист толщиной 0,5 мм. Для запорной арматуры предусмотрены разъемные короба SAS из оцинкованной стали с теплоизоляцией по ГОСТ 21880-2011.

Для строительства применены трубы 219×8 стальные бесшовные нефтегазопроводные повышенной эксплуатационной надежности из стали 13ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003.

В конце трубопровода установлен узел контроля коррозии (УКК), в который включены гравиметрический метод контроля и метод электросопротивления. С периодичностью раз в два месяца, по графику с УКК

снимаются показания, извлекаются и меняются на новые образцы свидетели коррозии.

Между камерой запуска и приема, также раз в три месяца, запускается скребок для удаления АСПО и гидрата.

Внутритрубная диагностика предусмотрена при регистрации трубопровода, далее раз в 6 лет (по графику следующая в 2024 году)

Также по проекту в начале трубопровода на ПК 00+00 смонтирована установка дозирования реагентов (УДР) УДР-4 (ООО «[REDACTED]»), которая предназначена для дозированного ввода жидких деэмульгаторов, ингибиторов коррозии и парафиноотложений в условиях умеренного и холодного климата.

3.4. Вывод

Объект исследования находится на [REDACTED]. Оператором является АО «[REDACTED]». Нефть, добываемая на месторождении, имеет высокие показатели качества, но в сыром виде содержит пластовую воду и газ, что осложняет её добычу и повышает коррозионную агрессивность.

При проектировании трубопровода были приняты технические решения по борьбе с коррозионным разрушением, такие как:

- изоляционные покрытия
- применение трубы повышенной эксплуатационной надежности из стали 13ХФА
- монтаж камер запуска и приёма, для возможности очистки и проведения ВТД
- монтаж узла дозирования реагентов
- монтаж узла контроля коррозии.

4. Разработка технического решения по борьбе с коррозионным разрушением нефтесборного трубопровода «[REDACTED]»

4.1. Анализ причин увеличения скорости коррозии и возможных технических решений для её снижения

Как уже говорилось ранее, при очередном снятии показаний с УКК №80, которые проводятся с периодичностью раз в два месяца, на образцах-свидетелях (ОС) была выявлена скорость коррозии 0,5мм/год. Что значительно превышает максимально допустимую скорость 0,1мм/год.

По данным измерения гравиметрии не возможно точно определить по какому графику возрастала коррозия, возможно был временный выброс из скважины сильно агрессивной среды, либо это произошло потому что в добываемой на 35-ом кусту нефти, растет показатель обводненности.

Оборудование [REDACTED] установленное на том же УКК, выявляющее коррозию по методу электросопротивления, на практике не дает точных показаний по скорости коррозии, зато по его данным можно отследить по какому графику происходило возрастание и снижение коррозии.

Сравнив данные испытательной лаборатории по анализам нефти с куста №35 и данные с [REDACTED], выяснилось, что с увеличением обводненности, возрастает электросопротивление элемента установленного на УКК №80.

В соответствии с требованиями Положения Компании № П1-01.05 Р-0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании», при значениях скорости коррозии выше нормируемого значения «не более 0,1 мм/год» необходимо использовать ингибиторы коррозии.

По результатам лабораторных испытаний и на практике применения ингибиторов коррозии на водоводах высокого давления [REDACTED], наибольшую эффективность проявили ингибиторы трёх производителей: [REDACTED]

[REDACTED], [REDACTED] и [REDACTED].

Для того чтобы подобрать наиболее эффективный ингибитор для нефтесборного трубопровода «XXXXXXXXXX», из трех доступных, было принято решение провести опытно-промысловые испытания, с длительностью этапов в 23 дня. Перед испытаниями эффективности реагентов произвели контрольный замер фоновой коррозии за период 23 дня.

Также было принято решение провести внеплановую внутритрубную диагностику, чтобы проверить, не был ли нанесен локальный урон трубопроводу. Её запланировали на период между контрольным замером фоновой коррозии и испытаниями первого ингибитора.

4.2. Замер фоновой коррозии

В период с 01.04.2022 по 24.04.2022, перед началом испытаний ингибиторов на нефтесборном трубопроводе «XXXXXXXXXX» были проведены контрольные замеры фоновой коррозии с помощью гравиметрического метода. Результаты представлены в Таблице 4

Таблица 4- Результаты замера фоновой скорости коррозии

№ УКК	Место установки УКК	Дата установки -снятия ОСК	Время экспозиции, сут.	Средняя скорость общей коррозии, мм/год
УКК№80	Уз. вр.к.35	01.04.2022 - 24.04.2022	23	0,5231

ОСК до испытания



ОСК после испытания



4.3. Проведение внутритрубной диагностики

4.3.1. Цели, задачи ВТД.

Внутритрубная диагностика трубопроводов с помощью профилемера и магнитного дефектоскопа MFL производится с целью:

- Составления журнала линейной части трубопровода: раскладка труб, регистрация конструктивных элементов, таких как: задвижки, трубопроводная арматура, кожухов и т.п.;
- Регистрации дефектов геометрии трубопровода: сужений, овальностей, вмятин, гофр и определения их геометрических параметров;
- Регистрации дефектов, связанных с уменьшением толщины стенки трубопровода: дефектов коррозионного, производственного и механического происхождения;
- Регистрации внутрстенных дефектов (расслоения, включения).

Оценка технического состояния трубопровода решает следующие задачи:

- Определение степени опасности дефектов;
- Определение динамики развития дефектов;
- Оценки остаточного ресурса трубопровода;
- Составление ремонтной программы (очередность и методы ремонта дефектов);
- Назначение срока повторного диагностирования.

4.3.2. Очистка

С целью очистки и калибровки трубопровода перед пропуском профилемера был выполнен прогон очистного скребка с калибровочным диском типа «Семигор Д5-Кс64-219».

По результатам состояние очистки внутренней полости трубопровода удовлетворительное. Трубопровод готов к пропуску профилемера.

4.3.3. Диагностика трубопровода профилемером

Обследование трубопровода с помощью профилемера проводилось с целью регистрации сужений и дефектов геометрии трубопровода, определения их геометрических размеров.

Многоканальный профилемер ПВМ-4-16-219 был запасован в пусковую камеру 26.04.2022. Запуск был произведен в 09:56 представителями Заказчика в присутствии представителей Исполнителя. Извлечение было произведено в 11:35.

После извлечения профилемера из приемной камеры, было проведено копирование записанных профилемером данных инспекции на ноутбук. Данные удовлетворительного качества и пригодны для последующей обработки.

Анализ инспекционных данных показал, что по результатам данного пропуска сужений более 85% на трубопроводе не обнаружено, трубопровод готов к запуску магнитного дефектоскопа ДВМ.08.

4.3.4. Диагностика трубопровода магнитным дефектоскопом MFL

Принцип работы магнитного дефектоскопа с продольным намагничиванием (MFL) основан на использовании технологии регистрации рассеивания магнитного потока. Дефектоскоп содержит датчики, предназначенные для обнаружения и различия между внутренними и внешними дефектами.

Обследование трубопровода с помощью магнитного дефектоскопа MFL проводилось с целью:

- Составления журнала линейной части трубопровода: раскладка труб, регистрация конструктивных элементов, таких как: задвижки, трубопроводная арматура, кожухов и т.п.;
- Регистрации дефектов геометрии трубопровода: сужений, овальностей, вмятин, гофр;
- Регистрации дефектов, связанных с уменьшением толщины стенки

трубопровода: дефектов коррозионного, производственного и механического происхождения;

- Регистрации дефектов в поперечных сварных швах: смещений кромок свариваемых труб, подрезов, непроваров, превышения проплава и т.п;

Магнитный дефектоскоп MFL ДВМ.08 был запасован в пусковую камеру 28.04.2022. Запуск был произведен в 10:33 представителями Заказчика в присутствии представителей Исполнителя. Извлечение было произведено представителями Заказчика в присутствии представителей в 12:55.

После извлечения магнитного дефектоскопа из приемной камеры, было проведено копирование записанных дефектоскопом данных инспекции на ноутбук. Данные удовлетворительного качества получены по всей дистанции. Отображение конструктивных элементов, особенностей и дефектов трубопровода имеет нормальный характер.

Анализ инспекционных данных показал, что на нефтесборном трубопроводе «██████████» недопустимые дефекты отсутствуют. Минимальная толщина стенки на элементах трубопровода **7,3 мм**

4.4. Расчет отбраковочной толщины стенки трубопровода.

За отбраковочную толщину принимается допустимая толщина стенки, определяемая расчетами по действующим методикам (расчетная толщина) или по паспорту (проектной документации).

Если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше требований к отбраковке, определяемых нормативной документацией на объекты контроля, то за отбраковочный размер принимается величина наименьшей допустимой толщины стенки (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности")

Допустимая толщина стенки определяется расчетом в соответствии с

требованиями СП 284.1325800.2016. Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (раздел 13 Расчет трубопроводов и соединительных деталей на прочность)

Расчетные значения толщины стенок труб и соединительных деталей t , мм, должны

определяться по формуле

$$t = \frac{\gamma_f \eta p_n d_e}{2(R + 0,6\gamma_f p_n)},$$

где p_n - рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды (МПа);

d_e - наружный диаметр труб и соединительных деталей (мм);

γ_f - коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_f = 1,15$;

η - коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей;

R - напряжение материала стенки трубы, МПа, определяется:

для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород

$$R = \min \left\{ \frac{R_{un} \gamma_c}{\gamma_m \gamma_n}, \frac{R_{yn} \gamma_c}{0,9 \gamma_n} \right\},$$

где R_{un} - минимальное значение временного сопротивления материала в соответствии с НД на трубы и соединительные детали, применяемые в проекте, МПа;

R_{yn} - минимальное значение предела текучести материала в соответствии с НД на трубы и соединительные детали, применяемые в проекте, МПа;

γ_c - коэффициент условий работы трубопровода, $\gamma_c = 0,75$;

γ_m - коэффициент надежности по материалу труб и соединительных деталей, $\gamma_m = 1,34$;

γ_n - коэффициент надежности по назначению трубопровода, $\gamma_n = 1,00$.

Значения коэффициентов несущей способности η труб и соединительных деталей должны приниматься равными:

1,00 - для труб, заглушек и переходов;

$(a\xi + b)$ - для тройниковых соединений и отводов:

$$\xi = \frac{d_{e2}}{d_{e1}} \quad - \text{ для тройниковых соединений,}$$

$$\xi = \frac{r}{d_e} \quad - \text{ для отводов,}$$

где d_{e1} ; d_{e2} - наружный диаметр магистральной части и ответвления тройникового соединения соответственно, мм;

r - радиус кривизны гнутого отвода, мм;

a и b - коэффициенты, значения которых должны приниматься:

по таблице 13 СП 284.1325800.2016 - для тройниковых соединений, по таблице 14 СП 284.1325800.2016 - для отводов.

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблице 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1.- Исходные данные

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ												
Элемент трубопровода <i>a</i>	Типо-размер	ТУ, ГОСТ	Материал	Класс прочности	R_{un}	R_{yn}	γ_c	γ_m	γ_n	γ_f	p_n	d_e
Труба электро-сварная прямошовная	$\emptyset 219 \times 8,0$	ТУ 14-3Р-147 1-2002	Сталь 13ХФА	K52	510	535	0,75	1,34	1,0	1,15	4,0	219
Труба электро-сварная прямошовная	$\emptyset 219 \times 8,0$	ТУ 14-3Р-124 -2002			510	370						
Отвод круго-изогнутый 90° типа 3D	$\emptyset 219 \times 8,0$	ТУ 1469-008-78786272-2015			510	370						
Тройник равно-проходной	$\emptyset 219 \times 8,0$	ТУ 1469-012-68152804-2015			510	370						
Тройник переходной	$\emptyset 219 / \emptyset 114 \times 8,0$				510	370						

Таблица 4.2.- Результаты расчета

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА												
Элемент трубопровода	R	d	d_{e1}	d_{e2}	r	η	ξ	a	b	t	$t_{нмд}^*$	$t_{отбр}$
Труба электросварная прямошовная	285,45	219	-	-	-	1,00	-	-	-	1,75	2,5	2,5
Труба электросварная прямошовная												
Отвод кругоизогнутый					300	1,19	1,37	-0,30**	1,60	2,08		

типа 3D											
Тройник равнопроходной		219	219	-	1,61	1,00	0,10	1,51	2,81		2,8
Тройник переходной		219	114	-	1,56	0,52	0,10	1,51	2,73		2,7
<p>* - Приложение N 8. Зависимость наименьшей толщины стенки ПТ от его диаметра (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности")</p> <p>** - отрицательное значение</p>											

По результатам расчета видно, что фактическая толщина стенок трубопровода значительно превышает отбраковочную. **Трубопровод признан годным к дальнейшей эксплуатации.**

4.5. Опытно-промысловые испытания ингибиторов коррозии (ОПИ)

4.5.1. Общая информация.

Опытно-промысловые испытания ингибиторов коррозии проводятся с целью получения окончательных данных для технико-экономического обоснования промышленного применения ингибитора коррозии, а также для расширения базы альтернативных реагентов.

Задачи испытаний:

- Проверка актуальности и комплектности сопроводительных документов согласно Положению Компании «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании» №П1-01.05 Р-0339 версия 2.00 (далее – Положение Компании).
- Проверка соответствия физико-химических свойств ингибитора коррозии требованиям ТУ [REDACTED] с изм.1 и Положения Компании.
- Установление минимальной эффективной дозировки (далее - МЭД) ингибитора коррозии на объектах [REDACTED]

АО «[REDACTED]», при которой обеспечивается скорость общей коррозии менее 0,10 мм/год и отсутствие очагов локальной коррозии на ОС.

- Определение области применимости результатов ОПИ ингибитора коррозии нефтесборных трубопроводов АО «[REDACTED]», попадающие под критерии применения ингибиторной защиты.

Порядок проведения ОПИ

Опытно-промысловые испытания включают с себя следующие этапы:

- Анализ объекта, на котором проводятся опытны-промысловые испытания.

Необходимо, чтобы объект был оснащен спец.оборудованием, необходимым для замера или контроля требуемых показателей и подачи ингибитора в трубопровод. Чтобы проверить эффективность химических реагентов необходимо, чтобы на объекте присутствовало реальное проявление осложнения коррозионного воздействия. Перед проведением испытаний на объекте должна быть произведена зачистка или замена оборудования.

- Разработка программы опытно-промысловых испытаний.

Основным документом, в котором отображены цели, задачи, порядок проведения испытаний, является программа ОПИ.

Программа ОПИ должна содержать характеристику объекта, обоснование, цель испытаний, объем опытной партии, требования к подготовке объекта, перечень и последовательность определяемых (контролируемых) показателей, требования к показателям, начальные удельные расходы согласно результатам и рекомендациям лабораторных испытаний, сроки выполнения и порядок оформления результатов. Перечень установленных требований и их значения должны оставаться неизменными на протяжении всего цикла испытаний.

В программе ОПИ должно быть указано требование поиска минимальной эффективной дозировки испытуемого реагента. Под минимальной эффективной дозировкой понимается дозировка, предшествующая нарушению выполнения технологических параметров работы защищаемого объекта. При этом в программе ОПИ должно быть учтено количество опытной партии для поиска

этой дозировки.

С целью оптимизации объемов потребления для объектов с большим объемом обрабатываемой жидкости, а также с учетом технических возможностей дозирующих устройств интервалы могут быть уменьшены.

- Входной контроль испытуемых ингибиторов .

При поступлении партии химреагентов на объект берётся контрольная проба. До завершения испытаний часть пробы хранятся в эксплуатирующей организации для возможности проверки соответствия их требованиям, предъявляемым к технологическим свойствам и эффективности действия. Часть пробы используется для проведения обязательного входного контроля на соответствие показателей требованиям, предъявляемым к основным физико-химическим свойствам, и сравнения их со значениями, определенными в результате лабораторных испытаний.

- Проведение испытаний.

Испытания каждого ингибитора проводятся в несколько этапов. Каждый этап длится одинаковый период времени. На первом этапе проходят испытания ингибитора в максимальной, рассчитанной испытательной лабораторий, дозировке, для того чтобы максимально быстро снизить показатель скорости коррозии и убедиться в эффективности реагента. На следующих этапах дозировки ингибиторов снижаются. Испытания завершаются, когда по результатам определенного этапа, выявляется превышение максимально допустимой скорости коррозии (0,1 мм/г) . Минимальной эффективной принимается дозировка предыдущего этапа.

Начинаются каждый этап с подачи ингибитора в систему в нужной дозировке. Образцы-свидетели устанавливаются на следующий день (перед экспонированием взвешиваются на весах с точностью до десяти тысячных единиц (0,0001), измеряются размеры), когда система полностью заполнена средой смешанной с реагентом. По окончании этапа ОС вынимают, фиксируют изменение массы, размеров, внешнего вида, подачу ингибитора останавливают.

Между этапами делают перерыв минимум сутки, чтобы система

полностью очистилась от химических реагентов.

- Анализ полученных результатов.

После окончания испытаний составляется *акт ОПИ*, в котором описывается выполнение, либо невыполнение пунктов программы ОПИ. В акт должно быть включено:

- описание режимов процесса проведения ОПИ с приложением технологической схемы объекта, на котором проводились испытания;
- краткое описание работ проведенных во время испытаний;
- минимальные эффективные дозы удельных расходов испытуемого реагента;
- показатели эффективности ингибитора;
- выводы о возможности применения испытуемого реагента на объекте;
- рекомендации по технологии применения ингибитора.

В акте ОПИ так же указываются:

- показатели качества реагента, определенные при входном контроле;
- информация о товарной форме реагента;
- информация о сопроводительной документации на ингибитор;
- информация об остаточном содержании химического реагента;
- фотографии образцов-свидетелей коррозии, применяемых при испытаниях.

- Принятие решения о допуске ингибитора к применению на объекте.

В завершении испытания всех реагентов, делаются выводы об их эффективности, соотношению цены-качества и о допустимости их применения на объекте

4.5.2. Опытно-промысловые испытания ИК « ██████████ ».

Описание ингибитора коррозии, проведение входного контроля

- Ингибитор коррозии ██████████

- Представляет собой раствор модифицированных алкилимидазолинов (продукт высокотемпературной конденсации жирных кислот растительных масел аминами) в среде метанола. Реагент содержит полный пакет разрешительной документации, согласно требованиям Положения Компании.
- Выбор дозировки осуществлялся на основе рекомендаций, полученных по результатам лабораторных испытаний.
- Закачка ингибитора осуществлялась методом постоянного дозирования.
- Ингибитор коррозии не требует разбавления, являясь товарной формой реагента, готовой к непосредственному применению.
- По физико-химическим показателям ингибитор коррозии должен соответствовать требованиям [REDACTED] и Положения Компании (Таблица 4.3).

Таблица 4.3.- Результаты входного контроля

Наименование показателей	Ед. изм.	ТРЕБОВАНИЯ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	НОРМА ПО ТУ	ВК	НД на метод испытания
Срок хранения не менее	год	Не менее 1 года	1	1	п.7.1. ТУ.
Внешний вид		ИК должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц	Однородная жидкость от бесцветного до темно-коричневого цвета	Однородная жидкость темно-коричневого цвета	п.5.3. ТУ.
Плотность при + 20 °С	г/см ³	<ul style="list-style-type: none"> • Для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см³ (только для фонда скважин, для остальных не нормируется); • Для нефтерастворимых не нормируется. Допуск для всех типов ингибиторов ± 5 % от задекларированного значения.	0,85-0,95	943,7 ±1,4	ГОСТ 18995.1-73 п.5.6. ТУ
Температура застывания	°С	Не допускается появления в объеме ИК расслоения или осадка, допускается помутнение при	Не выше -50	-73 ±6	ГОСТ 20287-91 метод Б п.5.7. ТУ

Наименование показателей	Ед. изм.	ТРЕБОВАНИЯ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	НОРМА ПО ТУ	ВК	НД на метод испытания
		выдерживании не менее суток товарной формы ИК не выше: - 50°C для Сибирского региона.			
Массовая доля нелетучих веществ (активного вещества), % не менее	%	Численное значение не нормируется. Допуск для всех направлений ± 10 % от задекларированного значения	21,0 \pm 2,1	19,9 \pm 0,7	ГОСТ 31939 п.5.4. ТУ
Растворимость: - в минерализованной воде/нефти		Не нормируется	От растворимого до не диспергируемого	Диспергируемый/слабодиспергируемый	п.5.9.ТУ
Кинематическая вязкость при: 20°C -40°C	мм ² /сек	Не более 20 мм ² /сек Не более 500 мм ² /сек	20 500	7,2 \pm 0,04	По ГОСТ 33 и п. 5.5. ТУ
Коррозионная агрессивность товарной формы реагента	г/(м ² ·час)	Скорость коррозии Ст-3 при 20 °С в течение 24 часов: - не более 0,125	Не более 0,125	0,120 \pm 0,057	ГОСТ 9.905, п.5.8. ТУ
Массовая доля хлорорганических соединений	мкг/г	Отсутствие	Отсутствие	Менее 2,0	ГОСТ Р 52247 п. 5.11 ТУ
Класс опасности		3	3	3	ПБ

Вывод: в части актуальности и комплектности сопроводительных документов, а также, по физико-химическим показателям, испытуемый ингибитор коррозии соответствует требованиям Положения Компании и [REDACTED].

Проведение ОПИ

- Технология применения ингибитора [REDACTED] - ввод реагента в товарной форме в нефтесборный трубопровод методом постоянного дозирования. Начальная дозировка 20 г/м³.
- Контроль эффективности ингибиторной защиты осуществлялся гравиметрическим методом путем фиксирования изменения массы образцов-свидетелей коррозии (далее – ОС). Установка ОС производится в

нижнюю часть трубы на расстояние не менее 5 мм от нижней образующей трубы, чтобы исключить непосредственный контакт образцов-свидетелей с металлом трубы.

- При условии достижения максимального значения скорости коррозии по окончании исходного этапа ОПИ менее 0,10 мм/год, дозировка в следующем этапе снижается на 1 шаг (-5 г/м³). При достижении среднего значения скорости коррозии более 0,10 мм/год или наличия локальной коррозии ОПИ завершаются, за минимальную эффективную дозировку принимается дозировка предыдущего этапа.
- В период проведения опытно-промысловых испытаний представитель ██████████ и представитель ЦЭРТ вели постоянный контроль и регулировку расхода реагента в соответствии с планом закачки с занесением в электронную сводку.

Результат проведения ОПИ:

1 этап испытаний

Проводился в период с 01.05.2022г. по 24.05.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 20,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.4.

Таблица 4.4 -Данные по скорости коррозии образцов 1 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁	ΔМ = М ₀ – М ₁ , г		АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
36	0,0029436	34,9285	34,9169	0,0116	НЕТ	0,0080	0,0100
37	0,0030460	36,8525	36,8374	0,0151	НЕТ	0,0100	



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0100 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ в соответствии с Программой ОПИ.

2 этап испытаний

Проводился в период с 27.05.2022г. по 19.06.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 15,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5.- Данные по скорости коррозии образцов 2 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г ΔM = M ₀ – M ₁ , г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, M ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
34	0,0027483	31,4153	31,3228	0,0925	нет	0,0680	0,0680
35	0,0030357	36,7890	36,7079	0,0811	нет	0,0540	



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0680 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ в соответствии с Программой ОПИ.

3 этап испытаний

Проводился в период с 22.06.2022г. по 15.07.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 10,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6.- Данные по скорости коррозии образцов 3 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г $\Delta M = M_0 - M_1$	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
38	0,0029566	36,2313	36,0591	0,1722	Нет	0,1177	0,1177
39	0,0030216	37,7100	37,5407	0,1133	Нет	0,1133	

ОСК до испытания

ОСК после испытания



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,1177 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии. На основании результатов 3-ого этапа принято решение о завершении ОПИ.

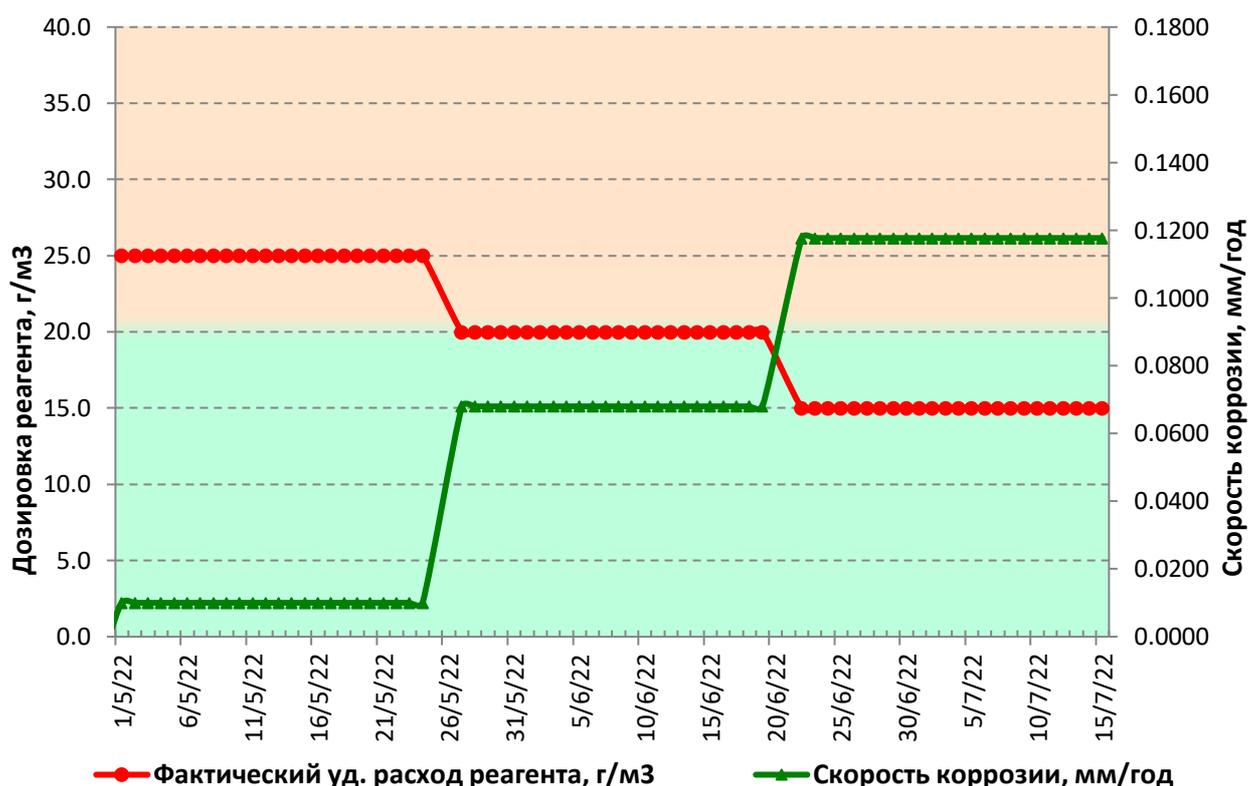
Обобщённые данные по скорости коррозии на каждом этапе ОПИ представлены в таблице 4.7. Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибитора коррозии представлена на графике 4.1.

Таблица 4.7.- Обобщенные данные по скорости коррозии на каждом этапе ОПИ

№ этапа	Удельная дозировка на этапе, г/м3	Достижение критерия эффективности по Программе ОПИ (да/нет)		Достижение успешности ОПИ (успешно/неуспешно)	Дозировка реагента по итогам этапа (МЭД /промежуточная), г/м3
		№ 1	№ 2		
1	20	Да	Да	Успешно	20,0
2	15	Да	Да	Успешно	15,0
3	10	Нет	Да	Неуспешно	10,0

* Под критериями эффективности понимается: №1 - обеспечение требуемого уровня общей скорости коррозии не выше 0,10 мм/год; №2 - отсутствие локальных коррозионных дефектов на поверхности металла ОС.

График 4.1.- Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибитора



Заключение

- ОПИ проведены согласно утвержденной программе.
- Перед проведением испытаний была выполнена проверка соответствия фактических и заявленных физико-химических характеристик ингибитора коррозии, которая показала соответствие опытной партии техническим условиям [REDACTED] 1 и требованиям Положения Компании.
- На ингибитор коррозии предоставлен полный пакет сопроводительной документации в соответствии с Положением Компании.
- При проведении ОПИ ИК получены следующие результаты:
 - Выполнены критерии успешности ОПИ согласно программе.
 - Определена минимально эффективная удельная дозировка, обеспечивающая выполнение критериев успешности ОПИ.

- Ингибитор коррозии [REDACTED] при постоянном дозировании обеспечивает скорость коррозии менее 0,10 мм/год, препятствует появлению очагов локальной коррозии и рекомендуется к промышленному применению с минимальной эффективной дозировкой – **15,0** г/м³ на нефтесборном трубопроводе « [REDACTED] » АО « [REDACTED] ».

4.5.3. Опытно-промысловые испытания ИК «ИНКОРГАЗ 112»

Описание ингибитора коррозии, проведение входного контроля

- Ингибитор коррозии « [REDACTED] » производится компанией [REDACTED] по [REDACTED]. 1
- Представляет собой раствор азотосодержащих соединений в смеси углеводородного и спиртового растворителей.
- Реагент содержит полный пакет разрешительной документации, согласно требованиям Положения Компании.
- Выбор дозировки осуществлялся на основе рекомендаций, полученных по результатам лабораторных испытаний.
- Закачка ингибитора осуществлялась методом постоянного дозирования.
- Ингибитор коррозии не требует разбавления, являясь товарной формой реагента, готовой к непосредственному применению.
- По физико-химическим показателям ингибитор коррозии должен соответствовать требованиям [REDACTED] и Положения Компании (Таблица 4.8).

Таблица 4.8.- Результаты входного контроля

Наименование показателей	Ед. изм.	ТРЕБОВАНИЯ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	НОРМА ПО ТУ	ВК	НД на метод испытания
Срок хранения не менее	год	Не менее 1 года с момента изготовления партии	2 года	1	Согласно паспорту
Внешний вид		ИК должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц	Однородная жидкость от желтоватого до коричневого	Однородная прозрачная жидкость коричневого цвета	ТУ п.4.1

Наименование показателей	Ед. изм.	ТРЕБОВАНИЯ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	НОРМА ПО ТУ	ВК	НД на метод испытания
			го цвета		
Щелочное число мг КОН/г, не менее	мг КОН/г	Не нормируется	30,0	35,5±4,6	ТУ п.4.2
Плотность при + 20 °С	г/см ³	- для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см ³ (только для фонда скважин, для остальных не нормируется); - для нефтерастворимых не нормируется. Допуск ± 5 %.	0,850-0,890	0,8730±0,0008	ГОСТ 3900-85
Температура застывания	°С	Не допускается появления в объеме ИК расслоения или осадка, допускается помутнение при выдерживании не менее суток товарной формы ИК не выше: - 50°С для Сибирского региона.	-50	ниже минус 50	ГОСТ 20287-91
Массовая доля нелетучих веществ (активного вещества), % не менее	%	Для защиты трубопроводов массовая доля не менее 15 %, по остальным направлениям не нормируется. Допуск для всех направлений ± 10 %	30,0±3,0	29,5±1,8	ТУ п.4.9
Растворимость в модели пластовой воды		Не нормируется	Диспергируется	Диспергируемый	ТУ п.4.8
Растворимость в модели нефти		Не нормируется	Растворим	Растворим	ТУ п.4.8
Кинематическая вязкость при: +20°С 40°С	мм ² /сек	Не более 20 мм ² /сек Не более 500 мм ² /сек	15,0 500	3,120±0,016	ГОСТ 33-2016
Защитное действие в условиях углекислотной коррозии при концентрации 30 мг/дм ³ : а) в пластовой воде, %, не менее б) в системе нефть/вода, %, не менее	%	Эффективная дозировка должна обеспечивать скорость коррозии защищаемой среды не более 0,10 мм/год и отсутствие очагов локальной коррозии	90,0 90,0	91,69 94,73	ТУ п.4.6
Коррозионная агрессивность товарной формы реагента, не выше	г/(м ² ·час)	Скорость коррозии Ст-3 при 20 °С в течение 6 часов для фонда скважин, для остальных 24 часа: не более 0,089 для фонда скважин; не более 0,125 для остальных направлений	0,125	0,008±0,001	ГОСТ 9.905 Согласно ТУ п.4.10
Массовая доля органических хлоридов во фракции нефти, выкипающей до температуры 204°С	мкг/г	Отсутствие	Не более 6 мкг/г	Менее 1 мкг/г	ГОСТ Р 52247-2004 (Метод В)
Класс опасности		3	3	3	Согласно ТУ паспорту безопасности

Вывод: в части актуальности и комплектности сопроводительных документов, а также, по физико-химическим показателям, испытуемый ингибитор коррозии соответствует требованиям Положения Компании и

Проведение ОПИ

- Технология применения ингибитора « ██████████ » - ввод реагента в товарной форме в нефтесборный трубопровод методом постоянного дозирования. Начальная дозировка 25 г/м³.
- Контроль эффективности ингибиторной защиты осуществлялся гравиметрическим методом путем фиксирования изменения массы образцов-свидетелей коррозии. Установка ОС производится в нижнюю часть трубы на расстояние не менее 5 мм от нижней образующей трубы, чтобы исключить непосредственный контакт образцов-свидетелей с металлом трубы.
- При условии достижения максимального значения скорости коррозии по окончании исходного этапа ОПИ менее 0,10 мм/год, дозировка в следующем этапе снижается на 1 шаг (-5 г/м³). При достижении среднего значения скорости коррозии более 0,10 мм/год или наличия локальной коррозии ОПИ завершаются, за минимальную эффективную дозировку принимается дозировка предыдущего этапа.
- В период проведения опытно-промысловых испытаний представитель ЦЭРТ и представитель ООО « ██████████ » вели постоянный контроль и регулировку расхода реагента в соответствии с планом закачки с занесением в электронную сводку.

Результат проведения ОПИ:

1 этап испытаний

Проводился в период с 19.07.2022г. по 11.08.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 25,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.9.

Таблица 4.9- Данные по скорости коррозии образцов 1 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ	ΔМ = М ₀ – М ₁ , Г		АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ

			КОРРОЗИИ, М ₁				
13	0,0030879	39,1462	39,1383	0,0079	нет	0,0052	0,0052
14	0,0029977	34,6155	34,6099	0,0056	нет	0,0038	

ОСК до испытания

ОСК после испытания



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0052 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Осуществлен переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

2 этап испытаний

Проводился в период с 14.08.2022г. по 06.09.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 20,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10. -Данные по скорости коррозии образцов 2 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁	$\Delta M = M_0 - M_1$, Г		АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
21	0,0030585	37,9420	37,9288	0,0132	нет	0,0087	0,0087
22	0,0030307	35,7907	35,7804	0,0103	нет	0,0069	

ОСК до испытания

ОСК после испытания



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0087 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

3 этап испытаний

Проводился в период с 09.09.2022г. по 03.10.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 15,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11. -Данные по скорости коррозии образцов 3 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г $\Delta M = M_0 - M_1$	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
15	0,0030281	37,9376	37,9111	0,0265	нет	0,0177	0,0177
16	0,0030031	34,8337	34,8099	0,0238	нет	0,0160	

ОСК до испытания

ОСК после испытания



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0177 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

4 этап испытаний

Проводился в период с 06.10.2022г. по 29.10.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 10,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.12.

Таблица 4.12.- Данные по скорости коррозии образцов 4 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁	ΔМ = М ₀ – М ₁ , Г		АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
19	0,0029074	35,6168	35,5617	0,0551	нет	0,0383	0,0383
20	0,0029036	34,1733	34,1253	0,0480	нет	0,0334	

Фотографии ОСК (до испытаний):



Фотографии ОСК (после испытаний):



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0383 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

5 этап испытаний

Проводился в период с 01.11.2022г. по 24.11.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 5,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.13.

Таблица 4.13 -Данные по скорости коррозии образцов 5 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г $\Delta M = M_0 - M_1$, г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, M ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
12	0,0030743	36,5149	36,3368	0,1781	нет	0,1171	0,1211
17	0,0029889	38,1809	38,0018	0,1791	нет	0,1211	

Фотографии ОСК (до испытаний):



Фотографии ОСК (после испытаний):



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,1211 мм/год, при отсутствии очагов локальной коррозии, что не соответствует критериям успешности. На основании результатов 5-ого этапа принято решение о завершении ОПИ.

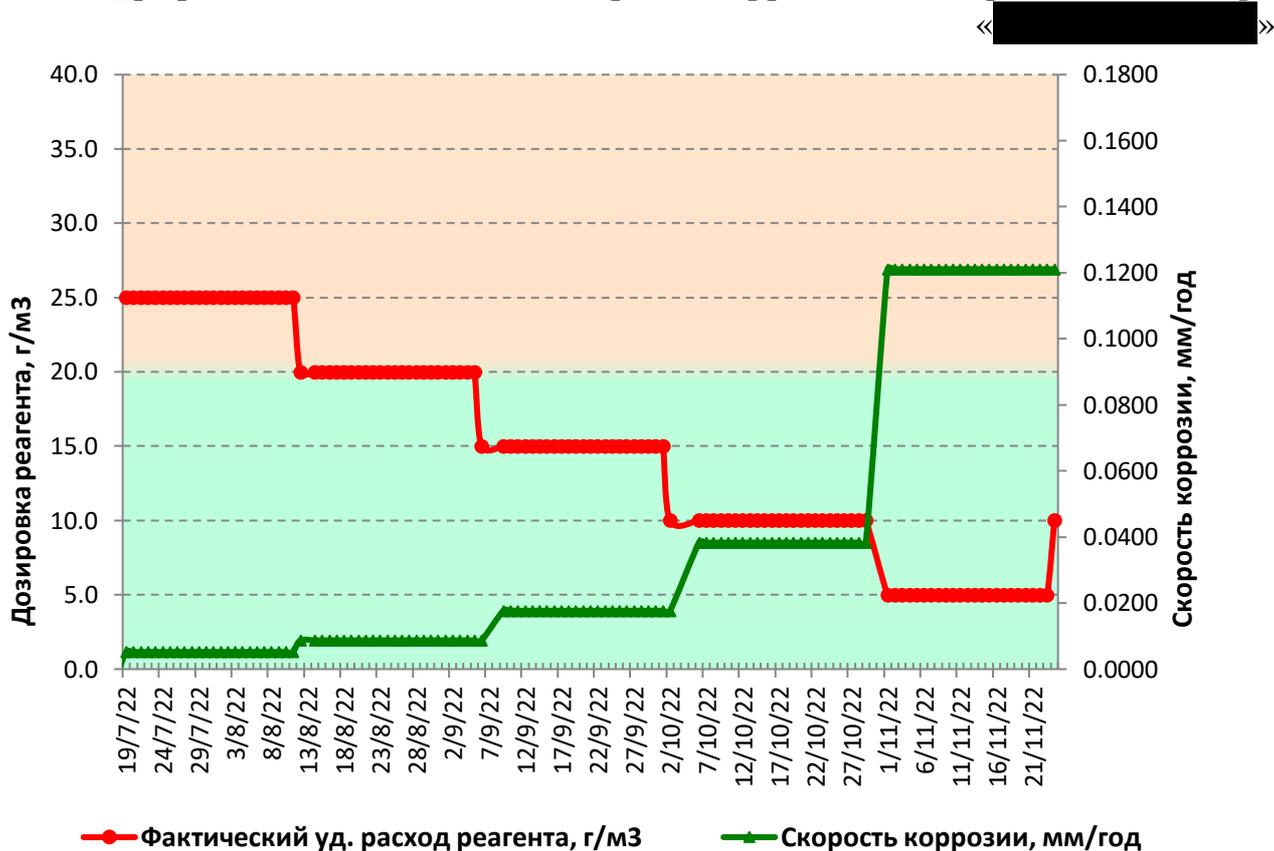
Обобщённые данные по скорости коррозии на каждом этапе ОПИ представлены в таблице 4.14. Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибитора коррозии представлена на графике 4.2.

Таблица 4.14.- Обобщенные данные по скорости коррозии на каждом этапе ОПИ

№ этапа	Удельная дозировка на этапе, г/м ³	Достижение критерия эффективности по Программе ОПИ (да/нет)		Достижение успешности ОПИ (успешно/неуспешно)	Дозировка реагента по итогам этапа (МЭД /промежуточная), г/м ³
		№ 1	№ 2		
1	25	Да	Да	Успешно	25,0
2	20	Да	Да	Успешно	20,0
3	15	Да	Да	Успешно	15,0
4	10	Да	Да	Успешно	10,0
5	5	Нет	Да	Неуспешно	5,0

* Под критериями эффективности понимается: №1 - обеспечение требуемого уровня общей скорости коррозии не выше 0,10 мм/год; №2 - отсутствие локальных коррозионных дефектов на поверхности металла ОС.

Графике 4.2. - Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибитора



Заключение

- ОПИ проведены согласно утвержденной программе.
- Перед проведением испытаний была выполнена проверка соответствия фактических и заявленных физико-химических характеристик ингибитора коррозии, которая показала соответствие опытной партии техническим условиям [REDACTED] и требованиям Положения Компании.
- На ингибитор коррозии предоставлен полный пакет сопроводительной документации в соответствии с Положением Компании.
- При проведении ОПИ ИК получены следующие результаты:
 - Выполнены критерии успешности ОПИ согласно программе.
 - Определена минимально эффективная удельная дозировка, обеспечивающая выполнение критериев успешности ОПИ.

- Ингибитор коррозии «**██████████**» при постоянном дозировании обеспечивает скорость коррозии менее 0,10 мм/год, препятствует появлению очагов локальной коррозии и рекомендуется к промышленному применению с минимальной эффективной дозировкой – **10,0** г/м³ на нефтесборном трубопроводе «**██████████**» АО «**██████████**».

4.5.4. Опытно-промысловые испытания ИК **██████████**

Описание ингибитора коррозии, проведение входного контроля

- Ингибитор коррозии «**██████████**» производится компанией **██████████** по ТУ **██████████**.
- Представляет собой смесь аминов и ПАВ в растворителе.
- Обеспечивает эффективную защиту нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, как при турбулентном, так и ламинарном режиме течения потока от коррозии в среде сероводорода и CO₂.
- Реагент содержит полный пакет разрешительной документации, согласно требованиям Положения Компании.
- Выбор дозировки осуществлялся на основе рекомендаций, полученных по результатам лабораторных испытаний.
- Закачка ингибитора осуществлялась методом постоянного дозирования.
- Ингибитор коррозии не требует разбавления, являясь товарной формой реагента, готовой к непосредственному применению.
- По физико-химическим показателям ингибитор коррозии должен соответствовать требованиям ТУ **██████████** и Положения Компании (Таблица 4.15).

Таблица 4.15.- Результаты входного контроля

Наименование показателей	Ед. изм.	ТРЕБОВАНИЯ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	НОРМА ПО ТУ	ВК	НД на метод испытания
Срок хранения не менее	год	Не менее 1 года с момента	2 года	2	п.7.1. ТУ.

Наименование показателей	Ед. изм.	ТРЕБОВАНИЯ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»	НОРМА ПО ТУ	ВК	НД на метод испытания
		изготовления партии			
Внешний вид		ИК должен быть однородным, не расслаивающимся на фазы, без взвешенных и оседающих частиц	Однородная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета	Прозрачная однородная жидкость темно-коричневого цвета, не расслаивающаяся на	п.5.4. ТУ
Плотность при + 20 °С	г/см ³	- для водорастворимых ингибиторов не менее 0,95 г/см ³ (только для фонда скважин, для остальных не нормируется); - для нефтерастворимых не нормируется. Допуск ± 5 %.	0,950	0,933 ±1,4	ГОСТ 18995.1-73
Температура застывания	°С	Не допускается появления в объеме ИК расслоения или осадка, допускается помутнение при выдерживании не менее суток товарной формы ИК не выше: - 50°С для Сибирского региона.	-50	-72 ±6	ГОСТ 20287- 91 метод Б
Массовая доля нелетучих веществ (активного вещества), % не менее	%	Для защиты трубопроводов массовая доля не менее 15 %, по остальным направлениям не нормируется. Допуск для всех направлений ± 10 %	25	23,7	п.5.8. ТУ
Растворимость в модели пластовой воды		Не нормируется	Растворим	Растворим	По п.5.10.ТУ
Растворимость в модели нефти		Не нормируется	Диспергируется	Диспергируется	По п.5.10.ТУ
Кинематическая вязкость при: +20°С 40°С	мм ² /сек	Не более 20 мм ² /сек Не более 500 мм ² /сек	20 500	8,014 ±0,04 231,3±9,8	По ГОСТ 33 и п. 5.5. ТУ
Коррозионная агрессивность товарной формы реагента, не выше	г/(м ² ·час)	Скорость коррозии Ст-3 при 20 °С в течение 6 часов для фонда скважин, для остальных 24 часа: не более 0,089 для фонда скважин; не более 0,125 для остальных направлений	Не более 0,125	0,055 ±0,004	ГОСТ 9.502, ГОСТ 9.506
Массовая доля органических хлоридов во фракции нефти, выкипающей до температуры 204°С	мкг/г	Отсутствие	Отсутствует	Менее 2.0	ГОСТ Р 52247 п. 5.11 ТУ
Класс опасности		3	3	3	ПБ

Вывод: в части актуальности и комплектности сопроводительных документов, а также, по физико-химическим показателям, испытуемый ингибитор коррозии соответствует требованиям Положения Компании и

Проведение ОПИ

- Технология применения ингибитора «XXXXXXXXXX» - ввод реагента

в товарной форме в нефтесборный трубопровод методом постоянного дозирования. Начальная дозировка 35 г/м³.

- Контроль эффективности ингибиторной защиты осуществлялся гравиметрическим методом путем фиксирования изменения массы образцов-свидетелей коррозии. Установка ОС производится в нижнюю часть трубы на расстояние не менее 5 мм от нижней образующей трубы, чтобы исключить непосредственный контакт образцов-свидетелей с металлом трубы.
- При условии достижения максимального значения скорости коррозии по окончании исходного этапа ОПИ менее 0,10 мм/год, дозировка в следующем этапе снижается на 1 шаг (-5 г/м³). При достижении среднего значения скорости коррозии более 0,10 мм/год или наличия локальной коррозии ОПИ завершаются, за минимальную эффективную дозировку принимается дозировка предыдущего этапа.
- В период проведения опытно-промысловых испытаний представитель компании [REDACTED] и представитель ЦЭРТ вели постоянный контроль и регулировку расхода реагента в соответствии с планом закачки с занесением в электронную сводку.

Результат проведения ОПИ:

1 этап испытаний

Проводился в период с 28.11.2022г. по 21.12.2022г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 35,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.16.

Таблица 4.16 -Данные по скорости коррозии образцов 1 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁	ΔМ = М ₀ – М ₁ , Г		АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
12	0,003088	36,4356	36,4243	0,0113	Нет	0,0074	0,0116
13	0,003003	39,1197	39,1064	0,0133	Нет	0,0116	

ОСК до испытания



ОСК после испытания



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0116 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Осуществлен переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³(в соответствии с Программой ОПИ).

2 этап испытаний

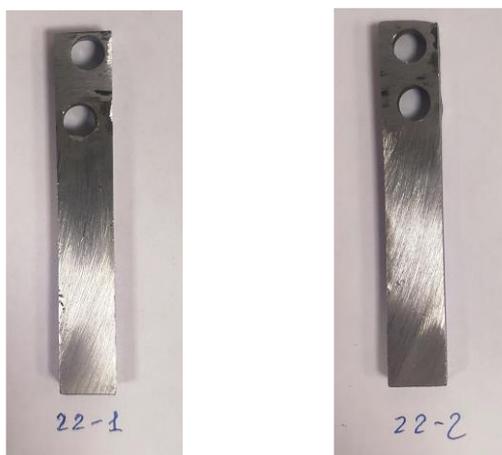
Проводился в период с 24.12.2022г. по 16.01.2023г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 30,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице 4.17.

Таблица 4.17.- Данные по скорости коррозии образцов 2 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г $\Delta M = M_0 - M_1$, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, M ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
22-1	0,00298	37,6919	37,6721	0,0198	нет	0,0134	0,0134
22-2	0,00301	36,4883	36,4714	0,0169	нет	0,0113	

ОСК до испытания



ОСК после испытания



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0134 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

3 этап испытаний

Проводился в период с 19.01.2023г. по 11.02.2023г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 25,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице 4.18.

Таблица 4.18.- Данные по скорости коррозии образцов 3 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г $\Delta M = M_0 - M_1$	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ , M ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
23	0,0029929	33,3055	33,2826	0,0229	нет	0,0155	0,0155
24	0,0029961	35,4669	35,4481	0,0188	нет	0,0127	



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0155 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

4 этап испытаний

Проводился в период с 14.02.2023г. по 09.03.2023г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 20,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.19.

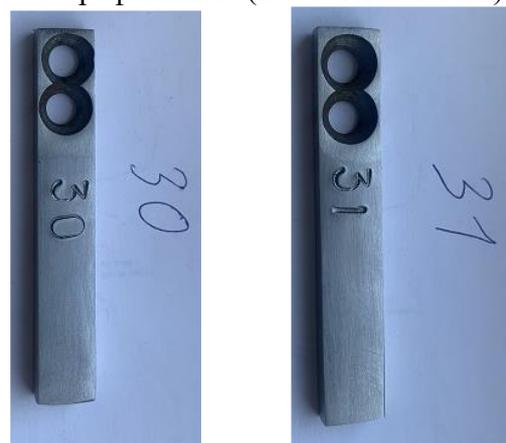
Таблица 4.19.- Данные по скорости коррозии образцов 4 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г ΔM = M ₀ – M ₁ , г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, M ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M ₁			АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
30	0,0030343	34,4749	34,4188	0,0561	нет	0,0374	0,0374
31	0,0031011	37,0468	36,9914	0,0554	нет	0,0361	

Фотографии ОСК (до испытаний):



Фотографии ОСК (после испытаний):



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0374 мм/год, отсутствуют очаги локальной коррозии, что соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

5 этап испытаний

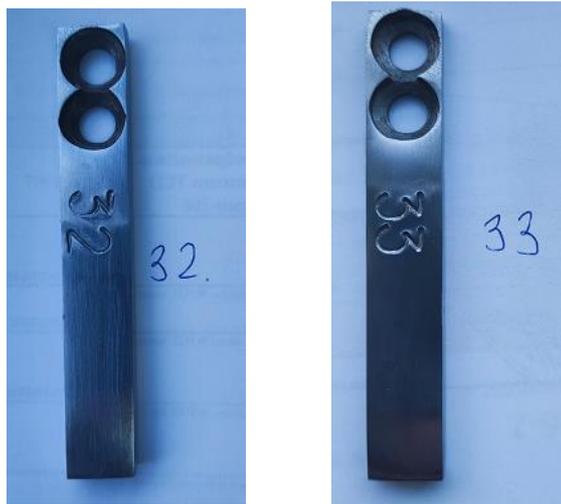
Проводился в период с 12.03.2023г. по 04.04.2023г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 15,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.20.

Таблица 4.20. -Данные по скорости коррозии образцов 5 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫЕ ПОТЕРИ, Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММ/ГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, М ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, М ₁	$\Delta M = M_0 - M_1$, Г		АБСОЛЮТНАЯ	МАКСИМАЛЬНАЯ
32	0,0029307	31,2471	31,1788	0,0683	нет	0,0471	0,0574
33	0,0029394	32,7296	32,6461	0,0835	нет	0,0574	

Фотографии ОСК (до испытаний):



Фотографии ОСК (после испытаний):



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,0574 мм/год, при отсутствии очагов локальной коррозии, что не соответствует критериям успешности. Необходим переход на следующий этап с уменьшением дозировки на 5 г/м³ (в соответствии с Программой ОПИ).

6 этап испытаний

Проводился в период с 07.04.2023г. по 30.04.2023г., фактическая дозировка при сроке экспозиции 23 суток составила – 10,0 г/м³.

Данные по скорости коррозии приведены в таблице и 4.21.

Таблица 4.21.-Данные по скорости коррозии образцов 5 этапа испытаний

НОМЕР ОБРАЗ ЦА	ПЛОЩАДЬ ОБРАЗЦА S, м ²	МАССА ОБРАЗЦА, Г		КОРРОЗИОННЫ Е ПОТЕРИ, Г ΔM = M ₀ – M ₁ , Г	НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНОЙ КОРРОЗИИ, ДА/НЕТ	СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ, ММГОД	
		ДО ИСПЫТАНИЯ, M ₀	ПОСЛЕ УДАЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ КОРРОЗИИ, M ₁			АБСОЛЮТНА Я	МАКСИМАЛЬНАЯ
34	0,0027875	31,4633	31,3188	0,1445	нет	0,1048	0,1048
35	0,0030157	36,8408	36,6861	0,1547	нет	0,1037	

Фотографии ОСК (до испытаний):



Фотографии ОСК (после испытаний):



Вывод: максимальная скорость коррозии составила 0,1048 мм/год, при отсутствии очагов локальной коррозии, что не соответствует критериям успешности. На основании результатов 5-ого этапа принято решение о завершении ОПИ.

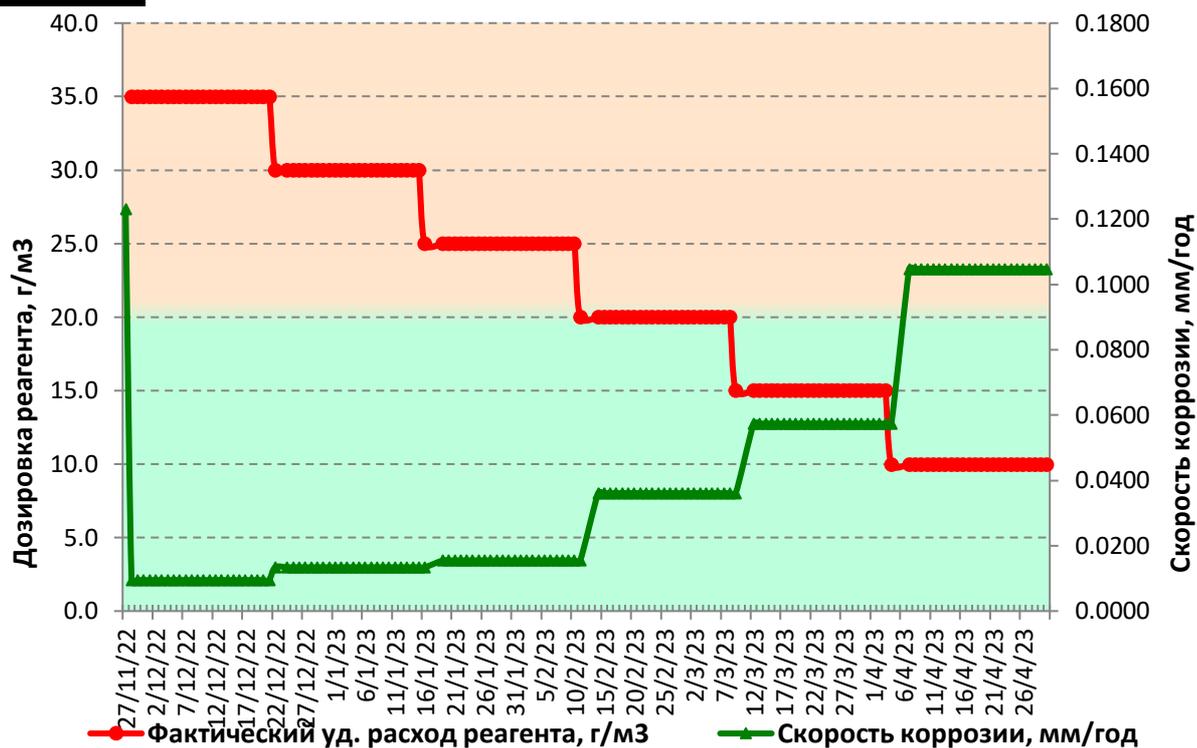
Обобщённые данные по скорости коррозии на каждом этапе ОПИ представлены в таблице 4.22. Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибитора коррозии представлена на графике 4.3.

Таблица 6.21.- Обобщенные данные по скорости коррозии на каждом этапе ОПИ

№ этапа	Удельная дозировка на этапе, г/м ³	Достижение критерия эффективности по Программе ОПИ (да/нет)		Достижение успешности ОПИ (успешно/неуспешно)	Дозировка реагента по итогам этапа (МЭД /промежуточная), г/м ³
		№ 1	№ 2		
1	35	Да	Да	Успешно	35,0
2	30	Да	Да	Успешно	30,0
3	25	Да	Да	Успешно	25,0
4	20	Да	Да	Успешно	20,0
5	15	Да	Да	Успешно	15,0
6	10	Нет	Да	Неуспешно	10,0

* Под критериями эффективности понимается: №1 - обеспечение требуемого уровня общей скорости коррозии не выше 0,10 мм/год; №2 - отсутствие локальных коррозионных дефектов на поверхности металла ОС.

График 4.3. Зависимость скорости коррозии от дозировки ингибитора



Заключение

- ОПИ проведены согласно утвержденной программе.
- Перед проведением испытаний была выполнена проверка соответствия фактических и заявленных физико-химических характеристик ингибитора коррозии, которая показала соответствие опытной партии техническим условиям ТУ [redacted] и требованиям Положения Компании.
- На ингибитор коррозии предоставлен полный пакет сопроводительной документации в соответствии с Положением Компании.
- При проведении ОПИ ИК получены следующие результаты:
 - Выполнены критерии успешности ОПИ согласно программе.
 - Определена минимально эффективная удельная дозировка, обеспечивающая выполнение критериев успешности ОПИ.
- Ингибитор коррозии [redacted] при постоянном дозировании обеспечивает скорость коррозии менее 0,10 мм/год, препятствует

появлению очагов локальной коррозии и рекомендуется к промышленному применению с минимальной эффективной дозировкой – **15,0** г/м³ на нефтесборном трубопроводе «**██████████**» АО «**██████████**».

4.5.5. Выводы по результатам проведенных ОПИ

По результатам опытно-промысловых испытаний ингибиторов **██████████**, **██████████** и **██████████**, свою эффективность проявили все три исследуемых химических реагента. Все они будут включены в список эффективных средств для борьбы с внутренней коррозией на нефтесборных трубопроводах компании АО «**██████████**».

Наибольшую эффективность проявил ингибитор коррозии «**██████████**» с минимальной эффективной дозировкой 10 г/м³. На основании этого принято решение о его применении на нефтесборном трубопроводе «**██████████**».

4.6. Вывод по разделу.

Проведя анализ причин увеличения скорости коррозии выяснилось, что это происходит вследствие повышения обводненности добываемой нефти. Следуя методическим указаниям компании и НТД применимой к данной ситуации, было принято решение о применении ингибиторной защиты.

С целью выбора наиболее эффективного химического реагента, были проведены опытно-промысловые испытания трёх ингибиторов разных производителей. Все ингибиторы проявили эффективность.

Принято решение о применении ингибитора, который проявил эффективность при меньшей дозировке в сравнении с другими.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ и
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Жилину Антону Васильевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых.	<i>Проведение расчета экономии средств вследствие применение различных способов борьбы с коррозией</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материала</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	
1. Расчет экономической эффективности методов защиты нефтесборного трубопровода от коррозии	<i>Расчет экономии за счет уменьшения количеств ТикР; расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев трубопроводов; расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии..</i>
2. Сравнительная оценка различных методов защиты	<i>Расчет экономической эффективности</i>

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком

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

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Кринецына З.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Жилин Антон Васильевич		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1. Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии нефтесборного трубопровода

Различные по своей физической природе способы защиты от коррозии различаются и критериями оценки их эффективности (КОЭ).

Оценка эффективности ингибиторной защиты

Эффективность ингибиторной защиты (химические метод) принято оценивать такими критериями, как защитное действие (защитный эффект), коэффициент торможения скорости коррозии, остаточная скорость коррозии (ОСК).

Защитное действие (Z) в процентах вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{КСК - ОСК}{КСК} \times 100\%$$

где, КСК – контрольная (фоновая) скорость коррозии, г/м²час или мм/год; ОСК – остаточная скорость коррозии в ингибированной среде, г/м²час или мм/год.

Коэффициент торможения скорости коррозии вычисляют по формуле:

$$K = \frac{ОСК}{КСК}$$

Оценка эффективности неметаллических покрытий

Эффективность неметаллических покрытий оценивают по:

- внешнему виду;
- толщине;

- диэлектрической сплошности;
- адгезионной прочности (методом решетчатого надреза, методом Х-образного надреза, методом отрыва);
- наблюдением за областью наружной поверхности в месте прилегания трубного ключа и элеватора;
- стойкости к истиранию (абразивному износу);
- прочности при ударе;
- стойкости к химическому воздействию и т. д.

Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты

Для ЭХЗ критериями оценки эффективности являются защитный потенциал, плотность защитного тока.

Защитным называется потенциал, при котором скорость коррозии металла в определенных условиях окружающей среды принимает самое низкое (насколько это возможно) значение.

Для протекторной защиты КОЭ – величина токоотдачи протектора.

Оценка эффективности технологических методов защиты

Для технологических методов защиты:

- установление режима, соответствующего минимальному газовому фактору, минимальному выносу песка, минимальной обводненности;
- транспорт газожидкостной смеси в эмульсионном или дисперсионном режиме; недопущение пульсаций, перехода в пробковый (снарядный) режим.

Сравнительная оценка разных методов защиты

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией

№ п/ п	Метод борьбы с коррозией	Критерии оценки эффективности			Примечание
		Название	Единица измерения	Допустимое значение	
1	Ингибиторная защита	Защитное действие	%	≥ 90	
		ОСК	г/м ² час (мм/год)	< 0,1	
2	Неметаллические покрытия	Толщина	мм	В соответствии с ТУ	
		Адгезия к стали	МПа		
		Диэлектрическая сплошность	кВ/мм	4,0	Электрическое напряжение, при котором отсутствует пробой покрытия
		Износостойкость	мкм/ч	В соответствии с ТУ	Скорость гидроабразивного изнашивания в потоке абразиво-держательной жидкости
3	Металлизационные покрытия	микротвердость прочность сцепления пористость	HV МПа %	В соответствии с ТУ	
4	Электрохимзащита	Защитный потенциал	В	-0,85... -1,15	Относительно медно-сульфатного электрода
5	Сталь, легированная сталь	Скорость коррозии	мм/год	< 0,1	В модельных средах

Единый критерий сравнительной оценки

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией должны использоваться на стадии выбора метода защиты, с учетом критериев применимости. В дальнейшем, при проведении ОПИ и промышленном применении способа защиты от коррозии, необходимо выбрать универсальный КОЭ, тем более что могут быть использованы комбинированные технологии.

Такими критериями в отношении оборудования являются: увеличение наработки на отказ по причине коррозии (коэффициент увеличения наработки на отказ) и (или) увеличение срока МРП (коэффициент увеличения МРП). Коэффициент увеличения средней наработки на отказ по причине коррозии определяется из соотношения:

$$КСНО = СНО_{пк} / СНО_о$$

где, КСНО - коэффициент увеличения средней наработки; СНО_о - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; СНО_{пк} - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

5.2. Расчет экономической эффективности применения коррозионной защиты

Обобщающим критерием оценки эффективности технологии в конечном счете является экономическая эффективность. Технология является экономически эффективной, если затраты на ее применение ниже, чем дополнительная экономия от применения.

Экономия от применения технологии, связанной с увеличением СНО, складывается из следующих элементов:

- экономии за счет снижения количества текущего и капитального ремонта ТиКР (ЭТиКР);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин (Эдд);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования (Эзо).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ТиКР}} + \mathcal{E}_{\text{дд}} + \mathcal{E}_{\text{зо}}$$

Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 5.2. Перед проведением расчета, таблицу следует заполнить последними данными. Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

В качестве данных по стоимости коррозионностойкой трубы вставляются данные по трубам конкретного типа, примененного на данном объекте.

С учетом возможного изменения дозировки ингибитора коррозии в течение года, в таблицу вставляют данные по среднему расходу ингибитора.

Потери по нефти рассчитываются как произведение суточного дебита скважины по нефти на период простоя трубопровода на ремонте с учетом ожидания ремонта.

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ТиКР	руб/час.	$C_{\text{ТиКР}}$	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКР	сут	$T_{\text{ТиКРС}}$	5
3	Среднее МРП	сут	МРПБ	275
4	Средняя стоимость ТиКР	руб	$C_{\text{ТиКР}}$	1100000
5	Стоимость трубы	руб./тн	$C_{\text{чт}}$	84000
6	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	руб./тн	$C_{\text{гно}}$	3376098
7	Стоимость ингибитора	руб./тн	$C_{\text{и}}$	200000
8	Стоимость коррозионностойкой трубы	руб./тн	$C_{\text{кст}}$	128320
9	Стоимость трубы с покрытием	руб./тн	$C_{\text{тп}}$	98000
10	Стоимость катодной защиты	руб.	$C_{\text{кз}}$	145000
11	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт.	$C_{\text{кгно}}$	5000000
12	Средний расход ингибитора	г/м ³	p	225
13	Дебит жидкости	м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}$	314
14	Обводненность	%	B	92
15	Потери по нефти	тн/год		2261

16	Стоимость нефти	руб/тн		17000
----	-----------------	--------	--	-------

5.3. Расчет экономии за счет снижения количества текущих и капитальных ремонтов

Для расчета экономии за счет снижения количества ТиКР, на первом этапе необходимо сравнить среднее количество ТиКР в базовом периоде и среднее расчетное количество ТиКР в ходе применения метода защиты.

$$\Delta \text{ТиКР} = K_6 - K_3 = 1,3 - 1,14 = 0,16$$

где, $\Delta K_{\text{ТиКР}}$ – изменение числа ТиКР в год; K_6 – число ТиКР в год в базовом периоде (до применения метода защиты); K_3 – число ТиКР в год в период применения метода защиты.

Расчет среднего количества ремонтов в год в базовом периоде

Среднее количество ремонтов в год в базовом периоде вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из межремонтного периода среднего до проведения мероприятий и средней продолжительности операции ТиКР.

$$K_6 = \frac{356}{\text{МРПб} + \text{ТиКРС}} = \frac{365}{275 + 5} = 1,3,$$

где, K_6 – количество ремонтов в год в базовом периоде; МРПб – межремонтный период в базовом периоде; $T_{\text{ТиКР}}$ – средняя продолжительность ТиКР.

Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты

вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_3 = \frac{365}{\text{МРПдпз} + \text{ТиКРС}} = \frac{365}{314 + 5} = 1,14,$$

где, K_3 – количество ремонтов в год в период защиты; МРПдпз – межремонтный период, достигнутый в период защиты; $T_{\text{ТиКРС}}$ – средняя продолжительность ТиКРС.

Расчет экономии за счет снижения числа ТиКР:

$$\mathcal{E}_{\text{ТиКР}} = \Delta K_{\text{ТиКР}} \times C_{\text{ТиКР}} = (K_6 - K_3) \times C_{\text{ТиКР}} = (1,3 - 1,14) * 1100000 = 176490,$$

где, $\mathcal{E}_{\text{ТиКР}}$ – экономия за счет сокращения числа ТиКР; $\Delta K_{\text{ТиКР}}$ – снижение числа ТиКРС в год; $C_{\text{ТиКРС}}$ – средняя стоимость одного ремонта.

Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев

Физически эта величина отражает стоимость нефти, которую мы получили, сократив простой в период ремонта. Экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев в период ТиКР – величина, равная произведению изменения числа ТиКР в год на среднюю продолжительность одного ремонта, на производительность скважины по нефти (переведенной в весовые показатели) и на стоимость нефти.

$$\mathcal{E}_{\text{дд}} = \Delta K_{\text{ТиКР}} \times T_{\text{ТиКР}} \times Q_n \times \rho \times C_n = (1,3 - 1,14) * 5 * 25,12 * 0,840 * 17000 = 287769$$

где, $\mathcal{E}_{\text{дд}}$ – экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев; $\Delta K_{\text{ТиКР}}$ – изменение числа ТиКР в год; $T_{\text{ТиКР}}$ – средняя продолжительность одного ремонта; Q_n – дебит скважины по нефти; ρ – плотность нефти; C_n – стоимость нефти;

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1 м³ жидкости.

$$Q_n = Q_{ж} (1-B) = 314*(1-0,92)=25,12,$$

где, Q_n – производительность скважины по нефти; $Q_{ж}$ – производительность скважины по жидкости; B - коэффициент обводненности.

5.4. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования

При расчете экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования, следует учитывать направленность защитных мероприятий, какой именно объект находится под защитой.

Различные методы защиты от коррозии способны выполнять защиту не всего оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 5.3.

При выборе технологии защиты в первую очередь учитываются защищаемые данной технологией зоны оборудования.

Для примера в таблице цветом обозначены зоны наиболее наибольшего распространения процессов коррозии.

При применении сочетания различных методов оценивается результат совместного применения методов с учетом совокупных затрат на реализацию всех методов комплекса.

Для каждого из случаев применения технологий защиты регистрируется продолжительность работы оборудования в период до начала реализации метода защиты, причем учитываются только случаи отказов оборудования по причине коррозии.

Учитывая тот факт, что скорость коррозии изменяется за период эксплуатации (например, в начальный период она может быть минимальна) в зависимости от темпа роста обводненности продукции, при расчете принимают только продолжительность работы оборудования непосредственно перед началом реализации метода защиты.

Не исключен случай, когда в результате применения труб в коррозионностойком исполнении наработка оборудования на отказ не

увеличивается из-за снижения предела текучести металла при добавлении присадок, увеличивающих коррозионную стойкость. Другими словами- аварии с трубопроводом продолжают теперь не по причине снижения прочности из-за коррозии, а по причине снижения прочности из-за легирующих добавок в состав металла. В этом случае продолжительность эксплуатации труб в целом увеличивается, а экономия за счет снижения числа ремонтов не достигается, поскольку число аварий не уменьшается.

Таблица 5.3 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность трубы	Внешняя поверхность трубы	Сварные соединения труб	ПЭД	Секции насоса
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионно стойкого материала	-	+	+	-	-	-
6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-

Общая экономия вычисляется как сумма экономий от увеличения срока эксплуатации устройств, охваченных защитой при применении данного конкретного метода.

5.5. Расчет общей экономии

$$Э_{\text{общ}} = Э_{\text{зо}} + Э_{\text{нкт}} + Э_{\text{нас}} + Э_{\text{пэд}} + Э_{\text{каб}}$$

$$=862812+19874833+3515582=24253227 \text{ (руб.)}$$

где, Ээо – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования; Энкт – экономия за счет увеличения срока эксплуатации трубопровода; Энас – экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса; Эпэд – экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя; Экаб – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой (смотреть таблицу 3).

В отдельных случаях может быть рассчитана экономия затрат на ремонт эксплуатационной колонны.

5.6. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

Затраты на реализацию технологии (Зтех) защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) Зинг в год, тыс. руб.:

$$Z_{\text{инг}} = 365 * Q_{\text{ж}} * p * C_{\text{инг}} * 10^{-6} = 365 * 314 * 255 * 200000 * 10^{-6} = 5845110,$$

где, Qж – дебит по жидкости, м3; p – дозировка ингибитора коррозии, г/м3; Cинг – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

Расчет общих затрат на применение технологий Зобщ, тыс. руб.:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{тех}} + Z_{\text{инг}} = 5621320 + 5845110 = 11466430$$

5.7. Расчет экономического эффекта

Экономический эффект ΔNPV от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение.

$$\Delta NPV = Э_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}} = 24253227 - 11466430 = 12786797 \text{ руб.}$$

5.8. Вывод

Исходя из расчетов экономической эффективности применения ингибиторной защиты на трубопроводе, видна общая экономия в размере 12786797 руб.

Затраты на покупку химических реагентов, амортизацию оборудования и обслуживание и т.п. компенсируются сокращением расходов на ремонт, сокращением простоев и увеличением срока эксплуатации объекта.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-2Б8А1	Жилину Антону Васильевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения. 	<p><i>Объектом исследования:</i> Нефтеборный трубопровод «██████████»</p> <p><i>Область применения:</i> Транспортировка нефтегазоводяной эмульсии.</p> <p><i>Рабочей зоной</i> при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток. Также Рабочим местом является кустовая площадка, основными вредными факторами которой является попутный газ (метан), кроме того разливы нефти и газопроявления которые опасны для человека – возникновения пожаров и окружающей среды – разливы нефти. Также исследуемая операция связана с повышенными давлениями. Химические реагенты, применяемые для операции опасны для человека (при попадании на кожу или в глаза).</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). 2. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 426-ФЗ (последняя редакция). 3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов сжиженного природного газа». 4. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
--	---

	<p>5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.</p> <p>6. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</p> <p>7. СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям.</p>
<p>2. Производственная и социальная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума – повышенная загазованность рабочей зоны – тяжесть и напряженность физического труда – химические факторы – недостаточная освещенность – микроклимат <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы оборудования на производстве; – производственная безопасность связанная с электрическим током; – повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей; – химические реагенты, применяемые для операции опасны для человека (при попадании на кожу или в глаза). – разливы нефти и газопроявления которые опасны для человека
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на биосферу: загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами.</p> <p>Воздействие на литосферу: таяние многолетнемерзлых грунтов.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоемов сточными водами от ВТД</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха парами НСЖ при утечке.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – образование пролива; – пожар пролива; – выброс паров НСЖ без последующего воспламенения; – выброс паров НСЖ с последующим воспламенением; – взрыв паров НСЖ в ограниченном пространстве.

	Наиболее типичная ЧС: разгерметизация трубопровода.
--	--

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8А1	Жилин Антон Васильевич		

6. Социальная ответственность

Введение

Объектом исследования является промышленный трубопровод компании АО «XXXXXXXXXX» который находится под влиянием коррозионноактивной среды.

В ходе эксплуатации нефтяных месторождений ключевую роль играют промышленные трубопроводы занимающиеся транспортировкой нефти к пунктам подготовки нефти и в дальнейшем передачей товарной нефти в магистральный нефтепровод. На промышленном трубопроводе есть риск возникновения отказа или аварийной ситуации влекущей за собой вред окружающей среде и опасность для людей.

Основной целью данного пункта является анализ и разработка мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа, а так проведение мероприятий по защите окружающей среды и людей.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Наиболее эффективной мерой является замена устаревшей технологии на современную, учитывающую необходимость улучшения условий труда, а также исключение или значительное снижение вплоть до норм интенсивности фактора.

Обязательная организация и эффективное использование систем вентиляции: общеобменной механической, вытяжной механической, приточной механической, устройства систем кондиционирования.

Организация хозяйственно-питьевого водопровода согласно СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь

строящихся и реконструируемых промышленных предприятий».

Обеспечение качества питьевой воды требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода» и проведение лабораторного производственного контроля за качеством питьевой воды. Питьевое водоснабжение осуществляется через сатураторные установки или питьевые фонтанчики.

Работодатель, согласно СП 2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов (п.2.11), обязан обеспечить работающих спецодеждой, средствами индивидуальной защиты, работа без них не допускается.

В производственных помещениях следует иметь укомплектованные аптечки, для оказания первой медицинской помощи (п.2.14 вышеназванных СП).

Рабочие и служащие, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры.

В воздухе производственной зоны должны соблюдаться ПДК и ПДУ вредных факторов согласно санитарно-гигиенических норм (ГН 2.2.5.1313-03 ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны и др.)

На рабочих местах должны соблюдаться нормативы освещенности (СНиП «Естественное и искусственное освещение»).

Рабочие предприятий должны быть обеспечены бытовыми помеще-ниями (гардеробные, умывальные, душевые, уборные, кабины личной гигиены женщин, помещения для обогрева работников, помещения для обеспыливания спецодежды, респираторные, помещения для сушки спецодежды и спецобуви и др.)

На предприятии должны быть созданы условия для горячего питания работников и для раздачи молока или других равноценных продуктов. Прием пищи на рабочих местах не допускается.

На территории предприятия и во всех помещениях должна проводиться

ежедневная (ежесменная) уборка, а помещений бытового об-служивания - с применением дезинфицирующих средств и средств по борьбе с насекомыми и грызунами.

В соответствии с Законом РФ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» № 52 от 30 марта 1999 г., ст. 11 индивидуальные предприниматели и юридические лица обязаны осуществлять производственный контроль за условиями труда, в том числе посредством проведения лабораторных и инструментальных исследований и измерений.

6.2. Производственная и социальная безопасность

6.2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H₂S - 0.1 м²/м³ по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

Повышенный уровень шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, эцн, шгн и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [2]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в Таблице 6.1.

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Таблица 6.1 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с

увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов.

Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду от нуля до 28 мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [3] приведены в Таблице 6.2.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п.

Таблица 6.2– Гигиенические нормы уровней виброскорости

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000

Технологическая	-	108	99	93	92	92	-	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении рабочего

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха (°С); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение (Вт/м²) и тепловая нагрузка среды (°С). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются посезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Летом - роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

В зимнее время, разработка режима труда, предусматривающего технологические перерывы с возможностью обогрева в целях нормализации

теплового состояния человека. В целях нормализации теплового состояния, температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21—25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35—40 °С. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 мин. при температуре воздуха до -10° С и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже -10° С. При температуре воздуха ниже -30 °С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже -40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей. В обеденный перерыв работник обеспечивается «горячим» питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема «горячей» пищи (чая и др.).

6.2.2. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Механические опасности

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

Пожаровзрывоопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями ОХП - 10, ОУ - 2, ОУ - 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [5]. Класс рабочей зоны П-III по классификации пожаро-опасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

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.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает рабочий

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды Советского месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 - категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, принятые во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие

устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»

6.3. Безопасность экологической среды

6.3.1. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы от существующих источников территории Советского месторождения являются: углерода оксид, углеводороды предельные от С1 до С5, азота диоксид, сажа, бенз(а)пирен, азота оксид, углеводороды от С6 до С10, бензол, толуол, ксилол, фторид, фтористый водород, железа оксид, хрома шестивалентного, соединения марганца и кремния.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

Также необходима:

Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и

блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти;

6.3.2. Меры для охраны водной среды

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие[7]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного

мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100 % контроль швов сварных соединений трубопроводов.

6.4. Анализ безопасности в чрезвычайных ситуациях

Существуют следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):

Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы; сильные морозы (ниже -400C); метели и снежные заносы.

Техногенного характера: открытое газонефтеводопроявление (фонтан); разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); отключение электроэнергии.

Для всех объектов нефтяного промысла разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

При разливе нефти в окружающую природную среду принимаются меры для быстрого устранения аварии.

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;
- дождаться бригаду линейно-эксплуатационной службы.

Количество коррозионных отказов трубопроводов связано с факторами, усиливающими коррозию: обводненность, возрастающая в течение всего периода разработки месторождения, минерализация пластовых вод, присутствие механических примесей.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов.

Заключение

При проведении квалификационной работы были сделаны следующие выводы:

Не смотря на большой прогресс в сфере защиты трубопроводов от коррозии, до сих пор более 50 процентов аварий при эксплуатации трубопроводного транспорта происходит вследствие коррозионных разрушений трубопроводов и оборудования.

Если понимать причину возникновения коррозии, то её можно затормозить.

Защита трубопроводов от коррозии должна осуществляться комплексно: защитными покрытиями, средствами электрохимической защиты и другими способами.

Так же важно своевременное выявление коррозии, чтобы иметь возможность её замедлить.

На месторождении на котором находится объект исследования добывается нефть с высокими показателями качества, но в сыром виде содержит пластовую воду и газ, которые осложняют добычу и повышают её коррозионную агрессивность.

На объектах компании постоянно ведется контроль коррозионной активности. Самые точные данные о состоянии объекта можно получить по результатам ВТД, но не везде есть возможность её проведения. Среди других методов, как наиболее точный, можно выделить гравиметрический метод коррозионного мониторинга, по результатам которого было выявлено превышение допустимой скорости коррозии. При очередном снятии показаний с УКК №80 на нефтесборном трубопроводе « », которые проводятся с периодичностью раз в два месяца, на образцах-свидетелях (ОС) была выявлена скорость коррозии 0,5мм/год. Что значительно превышает максимально допустимую скорость 0,1мм/год.

При проектировании трубопровода были приняты технические решения по борьбе с коррозионным разрушением, но в связи с изменением условий эксплуатации потребовалась разработка новых.

Проведя анализ причин увеличения скорости коррозии выяснилось, что это происходит вследствие повышения обводненности добываемой нефти . Следуя методическим указаниям компании и НТД применимой к данной ситуации, было принято решение о применении ингибиторной защиты.

С целью выбора наиболее эффективного химического реагента, были проведены опытно-промысловые испытания трёх ингибиторов разных производителей. Все ингибиторы проявили эффективность.

Принято решение о применении ингибитора, который проявил эффективность при меньшей дозировке в сравнении с другими.

Исходя из расчетов экономической эффективности применения ингибиторной защиты на трубопроводе, видна общая экономия в размере 12786797 руб.. Затраты на покупку химических реагентов, амортизацию оборудования, обслуживание и т.п. компенсируются сокращением расходов на ремонт, сокращением простоев и увеличением срока эксплуатации объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Статья Методы борьбы с коррозией и преимущества ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования. Мукатдисов Н.И., Фархутдинов А.А.Р., Елпидинский А.А.
2. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 187 с
3. ГОСТ Р 55990 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
4. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М. Всероссийский научно-исследовательский институт по строительству трубопроводов и объектов ТЭК (АО ВНИИСТ).
5. ПРИКАЗ РТН от 21 декабря 2021 г. N 444 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».
6. ГОСТ 9.602-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
7. Технологический регламент АО «[REDACTED]», № [REDACTED], «Мониторинг скорости коррозии и ингибиторной защиты на промышленных трубопроводах»
8. Положение Компании № П1-01.05 Р-0339 «Применение химических реагентов на объектах добычи углеводородного сырья Компании»
9. Методические указания Компании № [REDACTED] «Проведение коррозионного мониторинга и ингибиторной защиты промышленных трубопроводов».

10. Типовые требования Компании № П1-01.05 М-0133 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов».
11. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
12. СП 284.1325800.2016. Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ
13. ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).