

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

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОРРОЗИИ ВНУТРИ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

УДК 622.279.8

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Филатов Егор Евгеньевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

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 общинженерные 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 и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
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 требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Филатов Егор Евгеньевич

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОРРОЗИИ ВНУТРИ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Виды коррозии и факторы влияющие на неё; методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования; особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин; требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин; обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин месторождения X ; защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири; анализ

	ингибиторов коррозии для защиты нефтепромышленного оборудования для геологических условий Западной Сибири; анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования; современный подход и модернизация защитных систем насосно- компрессорных труб и промышленного оборудования.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Филатов Егор Евгеньевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Филатов Егор Евгеньевич

Тема работы:

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОРРОЗИИ ВНУТРИ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Проблемы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования при добыче нефти и газа	25
	Современный практический подход к защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной агрессивности	25
	Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	25
	Социальная ответственность	25

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Филатов Егор Евгеньевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 76 с., в том числе 10 рисунков, 16 таблиц. Список использованной литературы включает 21 источник.

Ключевые слова: коррозия, Западная Сибирь, эффективность, метод по борьбе с коррозией, система, внутрипромысловое оборудование.

Объектом исследования являются методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования.

Цель ВКР – исследование причин возникновения коррозии нефтепромыслового оборудования и способов борьбы с ней.

Был проведен анализ состояния нефтепромыслового оборудования и способов по снижению скорости коррозии оборудования. Представителями таких методов являются ингибиторы, катодная станция, коррозионно стойкие металлы и внутренние защитные покрытия.

В процессе исследования были исследованы основные причины коррозии внутрипромыслового оборудования, были рассчитаны основные экономические параметры для применения той, или иной антикоррозионной защиты. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности, охране окружающей среды.

В результате исследования был произведен анализ различных методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на месторождениях Западной Сибири. На основании результатов анализа было выявлено, что максимальным положительным эффектом обладает совмещение нескольких методов противокоррозионной защиты.

Область применения - выбор оптимальной стратегии защиты от коррозии магистральных трубопроводов.

Содержание

Введение.....	10
1 Проблемы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования при добыче нефти и газа.....	12
1.1 Виды коррозии металла.....	12
1.2 Методы борьбы с коррозией.....	17
1.3 Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии	20
1.4 Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления	26
1.5 Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин.....	28
2 Современный практический подход к защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной агрессивности	32
2.1 Обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин У месторождения	32
2.2 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири	33
2.3 Анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири.....	35
2.4 Современный подход и модернизация защитных систем насосно-компрессорных труб и промышленного землепользование оборудования	40
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	49
3.1 Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования.....	49
3.2 Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты.....	50
3.3 Оценка эффективности технологических методов защиты.....	50

3.4 Сравнительная оценка разных методов защиты	51
3.5 Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС	53
3.6 Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период..	54
3.7 Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты	54
3.8 Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС:.....	55
3.9 Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин.....	55
3.10 Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования	55
3.11 Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии	58
3.12 Расчет экономического эффекта	59
4 Социальная ответственность	60
4.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению.....	61
4.2. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.....	62
4.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	63
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
4.5. Пожароопасность	69
4.6 Взрывоопасность	70
4.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
Заключение	74
Список использованных источников	75

Введение

При работе на месторождениях углеводородного сырья, важен аспект повышения надежности и долговечности нефтегазопромыслового оборудования и промысловых трубопроводов. Для этого необходимо уделить внимание коррозионному процессу, который представляет собой самопроизвольное химическое взаимодействие металла со средой, что приводит к изменению его свойств и может вызвать разрушение металла и металлоконструкции. Значит, повышение защиты от коррозии является важным фактором в разработке месторождений углеводородного сырья.

Для продления срока эксплуатации оборудования и сокращения расходов на ремонт и замену, используются различные методы защиты от коррозии, включая ингибиторную защиту. Эти методы применяются с целью уменьшить коррозию и обеспечить сохранность нефтегазопромыслового оборудования [1].

Цель ВКР – исследование причин возникновения коррозии нефтепромыслового оборудования и способов борьбы с ней.

Предмет исследования ВКР: коррозия нефтепромыслового предприятия ООО «Х».

В ходе выполнения дипломного проекта, необходимо выполнить следующие задачи:

- изучение теоретических данных о методах борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и способов борьбы с ней;
- провести анализ различных методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на предприятии ООО «Х»;
- изучить мероприятия по охране труда и безопасности, охране окружающей среды;
- провести экономическое обоснование комплекса мер.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

Научная новизна исследования заключается в установлении современных и прогрессивных методов защиты внутрискважинного оборудования от коррозии.

1 Проблемы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования при добыче нефти и газа

1.1 Виды коррозии металла

Металлы и сплавы могут разрушаться под действием химического (химическая коррозия), электрохимического (электрохимическая коррозия) и механического (эрозия) воздействий внешней среды. Способность металла сопротивляться коррозионному воздействию среды называют коррозионной стойкостью. Коррозия металла или сплава происходит, как правило, на границе раздела фаз, т. е. на границе соприкосновения твердого вещества с газом или жидкостью.

Коррозионные процессы подразделяются на следующие виды: по механизму взаимодействия металла со средой; по виду коррозионной среды; по виду коррозионных разрушений поверхности; по объему разрушенного металла; по характеру дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды. По механизму взаимодействия металла со средой различают химическую и электрохимическую коррозию.

Коррозию, протекающую под влиянием жизнедеятельности микроорганизмов, относят к биологической коррозии, а протекающую под действием радиоактивного излучения - к радиационной коррозии. По виду коррозионной среды, участвующей в коррозионном разрушении металла или сплава, различают коррозию в жидкостях-неэлектролитах, коррозию в растворах и расплавах электролитов, газовую, атмосферную, подземную (почвенную) коррозию, коррозию блуждающим током и др.

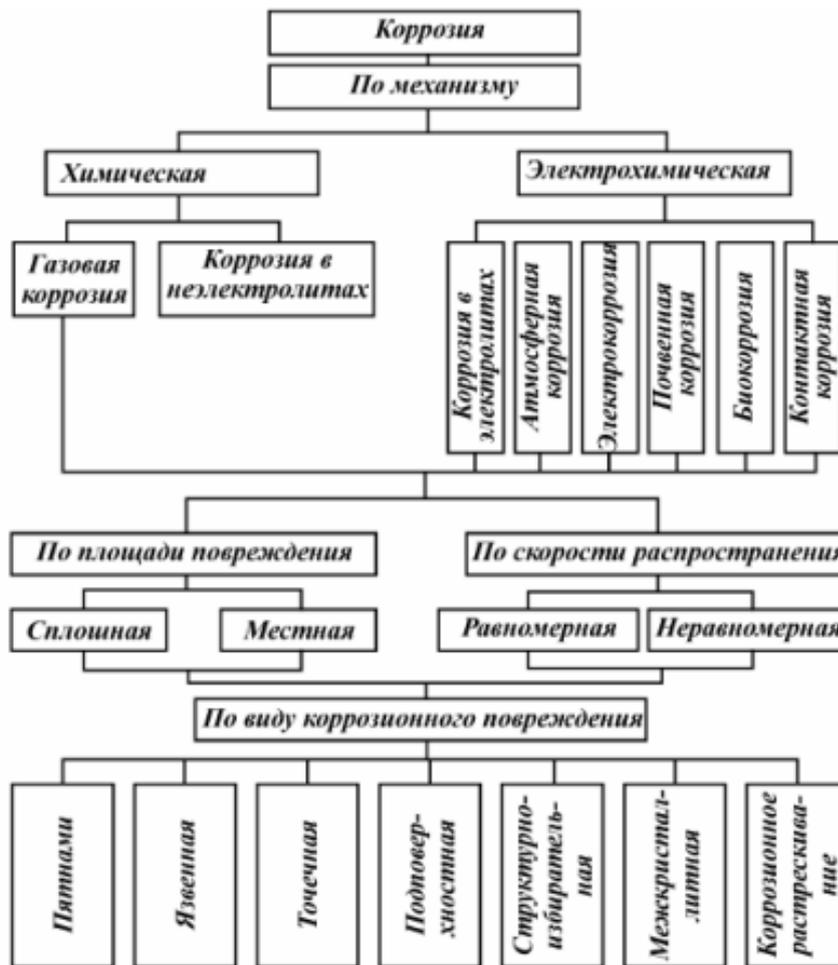


Рис. 1.1 - Классификация коррозии

По характеру изменения поверхности металла или сплава или по степени изменения их физико-механических свойств, в процессе коррозии независимо от свойств, среды коррозионные разрушения бывают нескольких видов.

1. Если коррозия охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется - сплошной коррозией. К сплошной коррозии относится разрушение металлов и сплавов под действием кислот, щелочей, атмосферы. Сплошная коррозия может быть равномерной, т. е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной, когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. Примером равномерной коррозии может служить коррозия при взаимодействии меди с азотной, железа - с соляной, цинка - с серной

кислотами, алюминия - с растворами щелочей. В этих случаях продукты коррозии не остаются на поверхности металла. Аналогично корродируют железные трубы на открытом воздухе. Это легко увидеть, если удалить слой ржавчины; под ним обнаруживается шероховатая поверхность металла, равномерно распределенная по всей трубе.

2. Сплавы некоторых металлов подвержены - избирательной коррозии, когда один из элементов или одна из структур сплава разрушается, а остальные практически остаются без изменений. При соприкосновении латуни с серной кислотой происходит компонентно-избирательная коррозия - коррозия цинка, а сплав обогащается медью. Такое разрушение легко заметить, так как происходит покраснение поверхности изделия за счет увеличения концентрации меди в сплаве. При структурно-избирательной коррозии происходит преимущественно разрушение какой-либо одной структуры сплава, так, например, при соприкосновении стали с кислотами феррит разрушается, а карбид железа остается без изменений. Этому виду коррозии особенно подвержены чугуны.

3. При местной коррозии на поверхности металла обнаруживаются поражения в виде отдельных пятен, язв, точек. В зависимости от характера поражений местная коррозия бывает в виде пятен, т. е. поражений, не сильно углубленных в толщу металла; язв - поражений, сильно углубленных в толщу металла; точек, иногда еле заметных глазу, но глубоко проникающих в металл. Коррозия в виде язв и точек очень опасна для таких конструкций, где важно поддерживать условия герметичности и непроницаемости (емкости, аппараты, трубопроводы, применяемые в химической промышленности).

4. Подповерхностная коррозия начинается с поверхности металла в тех случаях, когда защитное покрытие (пленки, оксиды и т. п.) разрушено на отдельных участках. В этом случае разрушение идет преимущественно под покрытием, и продукты коррозии сосредотачиваются внутри металла. Подповерхностная коррозия часто вызывает вспучивание и расслоение металла. Определить ее возможно только под микроскопом.

5. Щелевая коррозия - разрушение металла под прокладками, в зазорах, резьбовых креплениях, в клепаных соединениях и т. п. Она чаще развивается на участке конструкции, находящейся в зазоре (щели).

6. Межкристаллитная коррозия - разрушение металла по границам кристаллитов (зерен) с потерей его механической прочности, внешний вид металла при этом не меняется, но он легко разрушается на отдельные кристаллики под механическим воздействием. Объясняется это образованием между зернами металла или сплава рыхлых, малопрочных продуктов коррозии. Этому виду коррозии подвержены хромистые и хромоникелевые стали, никелевые и алюминиевые сплавы. Чтобы избежать межкристаллитной коррозии, в последние годы широко используют нержавеющие стали с пониженным содержанием углерода или в их состав вводят карбидообразователи - титан, тантал, ниобий (в 5-8 - кратном количестве от содержания углерода).

При одновременном воздействии на металл или сплав сильно агрессивных сред и механических растягивающих напряжений возможно коррозионное растрескивание, или транскристаллитная коррозия. В этом случае разрушение происходит не только по границам кристаллитов, но разделяется на части сам кристаллит металла. Это очень опасный вид коррозии, особенно для конструкций, несущих механические нагрузки (мосты, оси, тросы, рессоры, автоклавы, паровые котлы, двигатели внутреннего сгорания, водяные и паровые турбины и др.).

Коррозионное растрескивание зависит от конструкции аппаратуры, характера агрессивной среды, строения и структуры металла или сплава, температуры и т. д. Например, коррозионное растрескивание углеродистых сталей очень часто происходит в щелочных средах при высоких температурах; нержавеющих сталей - в растворах хлоридов, медного купороса, ортофосфорной кислоты; алюминиевых и магниевых сплавов - под действием морской воды; титана и его сплавов - под действием концентрированной азотной кислоты и растворов йода в метаноле.

Следует отметить, что в зависимости от природы металла или сплава и свойств агрессивной среды существует критическое напряжение, выше которого коррозионное растрескивание наблюдается часто.

По характеру дополнительных воздействий, которым подвергается металл, одновременно с воздействием агрессивной среды можно выделить коррозию под напряжением, коррозию при трении и кавитационную.

7. Коррозия под напряжением - это коррозия при одновременном воздействии коррозионной среды и постоянных или временных напряжений. Одновременное воздействие циклических растягивающих напряжений в коррозионной среде вызывает коррозионную усталость, т. е. Происходит преждевременное разрушение металла. Этот процесс можно представить следующим образом: сначала на поверхности изделия возникает местная коррозия в виде язв, которые начинают действовать в качестве концентратора напряжений, максимальное значение напряжения будет на дне язв, которое имеет более отрицательный потенциал, чем стенки, в результате чего разрушение металла будет идти вглубь, а язва будет переходить в трещину. Этому виду коррозии подвержены валы гребных винтов. Рессоры автомобилей, канаты, охлаждаемые валки прокатных станков и др. [16]

8. Коррозия при трении - разрушение металла, вызываемое одновременным воздействием коррозионной среды и трения. При колебательном перемещении двух поверхностей относительно друг друга в условиях воздействия коррозионной среды происходит коррозия истиранием, или фреттинг-коррозия. Устранить коррозию при трении или вибрации возможно правильным выбором конструкционного материала, снижением коэффициента трения, применением покрытий и т.д.

9. Газовая коррозия - это химическая коррозия металлов в газовой среде при минимальном содержании влаги (как правило не более 0,1%) или при высоких температурах. В химической и нефтехимической промышленности такой вид коррозии встречается часто. Например, при получении серной кислоты на стадии окисления диоксида серы, при синтезе

аммиака, получении азотной кислоты и хлористого водорода, в процессах синтеза органических спиртов, крекинга нефти и т.д.

10. Атмосферная коррозия - это коррозия металлов в атмосфере воздуха или любого влажного газа.

11. Подземная коррозия - это коррозия металлов в почвах и грунтах.

12. Контактная коррозия - это вид коррозии, вызванный контактом металлов, имеющих разные стационарные потенциалы в данном электролите.

1.2 Методы борьбы с коррозией

Одним из существенных факторов, влияющих на целостность и работоспособность нефтепромыслового оборудования, является внутренняя коррозия. Это явление представляет собой процесс самопроизвольного разрушения металла вследствие его взаимодействия с агрессивной средой.

В подавляющем большинстве случаев коррозия промышленного оборудования протекает по электрохимическому механизму при контакте металла с водной минерализованной средой. Процесс электрохимической коррозии схематически изображен на рисунке 1 [1].

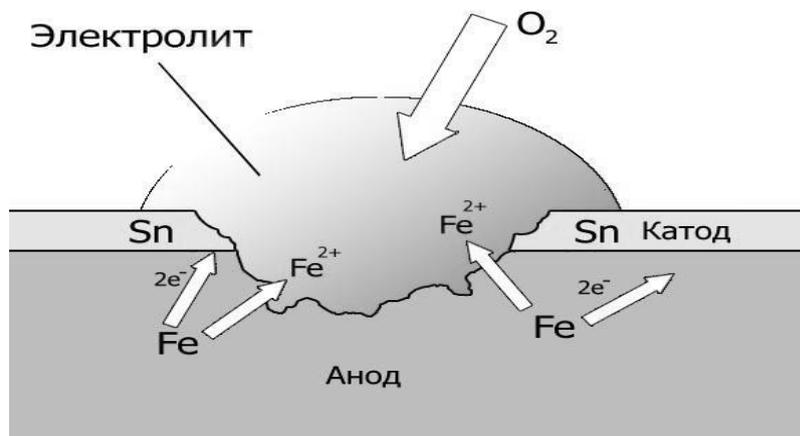


Рис. 1.2 – Электрохимическая коррозия

Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких факторов – высокой обводненностью продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжений в кабельных линиях

[2]. Существуют и другие факторы риска коррозии трубопроводов – режим транспортирования, температура, состояние поверхности металла трубопровода и т.д. Эти факторы могут оказывать влияние на скорость коррозии – в некоторых случаях они могут снижать или повышать ее. Но независимо от этого, принципиальная возможность и опасность коррозии промышленных трубопроводов определяется наличием в составе транспортируемых по ним сред водной фазы.

Данный процесс является причиной возникновения частых отказов и аварий, приносящих наиболее значительные потери и негативно влияющих на экологическую обстановку в зоне функционирования нефтепромысловых объектов. Так, например, по причине коррозии доля отказов установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН), которые обеспечивают основную часть добычи нефти, возрастает с увеличением срока работы оборудования. Распределение причин отказов УЭЦН приведено на рисунке 2 [2].

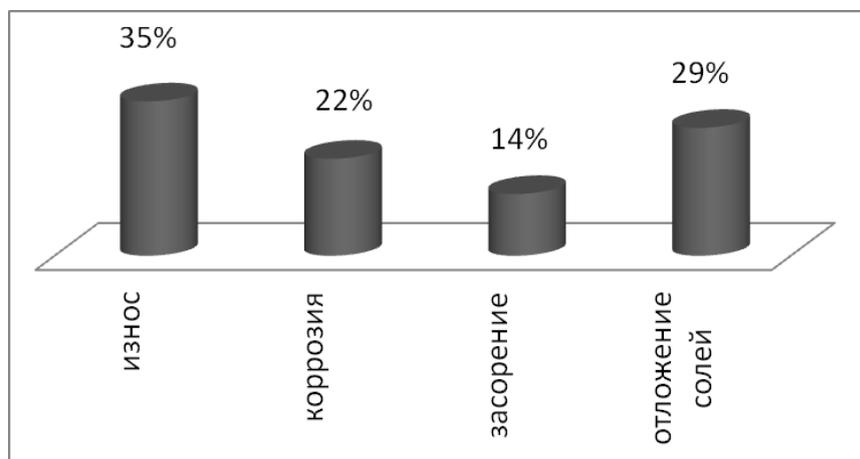


Рис. 1.1.2 - Распределение причин отказов УЭЦН при наработке до отказа свыше 300 суток

Общий ущерб, причиняемый коррозией, зависит от прямых потерь, к которым относятся стоимость изготовления и замены оборудования, вышедшего из строя, расходы на мероприятия по защите от коррозии, но еще больший ущерб могут составить косвенные затраты.

К косвенным расходам относятся экономические потери из-за простоя

оборудования и потери его мощности, затраты на ликвидацию аварий, нарушения в системе разработки месторождения и снижение качества продукции по причине коррозии. Косвенные затраты могут превышать прямые в несколько раз [3].

Для обеспечения мероприятий по ликвидации последствий аварий требуются существенные экономические вложения. Обработка экспертных оценок показала, что экономический ущерб от коррозии составляет не менее 5 % от ВВП. В пределах 2–4 % ВВП находится этот показатель и в других странах [4].

Согласно исследованиям Э.З. Ягубова, более 50 % трубопроводов, по которым транспортируют агрессивные среды, имеют срок службы от одного месяца до двух лет [5]. При средней стоимости трубной стали 35 тыс. р/т затраты нефтегазодобывающих предприятий только на замену стальных трубопроводов составляют порядка 12 млрд. р. в год [6].

Большую долю расходов составляют экологические штрафы. В среднем по РФ экологический штраф за одну тонну разлитой нефти составляет 250 тыс. р. [6].

Необходимость антикоррозионных мероприятий определяется экономической стратегией сокращения миллиардных убытков, вызываемых коррозией нефтепромыслового оборудования.

1.3 Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии

Таблица 1 – Методы защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии

Наименование метода	Способ антикоррозионной защиты
Технологический	Ограничение доступа кислорода
	Снижение скорости потока
	Понижение температуры жидкости
	Уменьшение водопритока в скважине
	Применение реагентов и технологических растворов с низкой коррозионной активностью
	Предупреждение смешивания коррозионно-активной среды с продукцией
	Исключение применения пластовой воды, зараженной сульфатвосстанавливающими бактериями
	Применение технологии внутритрубной очистки
Физический	Анодная защита
	Применение защитных покрытий
	Использование коррозионно-стойких материалов
Химический	Применение ингибиторов коррозии

1. Технологические методы направлены на улучшение качества управления и контроля процесса коррозии нефтепромыслового оборудования с целью увеличения их срока службы и снижения прямых и косвенных затрат. Они могут включать мероприятия, направленные на водоизоляционные работы, снижение скорости потока, которые эффективны при грамотном подходе их проведения.

Тем не менее, эти методы несут в себе высокие риски отрицательного эффекта и имеют относительно недолгий временной отрезок положительного результата.

2. Применение активных способов электрохимической защиты, относящихся к физическим методам, основано на нанесении протекторного покрытия (алюминий, цинк, магний, их сплавы), имеющего электродный потенциал более отрицательный, чем потенциал металлического покрытия основного материала корпуса и трубы.

Протектор, растворяясь в окружающей среде, защищает от разрушения основную конструкцию. После полного растворения протектора его необходимо заменить.

Протектор работает эффективно, если переходное сопротивление между ним и окружающей средой невелико. Действие протектора ограничивается определенным расстоянием, которое называется радиусом защитного действия протектора [2, 7].

Использование противокоррозионных покрытий основано на нанесении на наружные поверхности корпусных деталей и узлов металлических покрытий на основе железа с добавлением легирующих элементов (хрома, никеля, кремния, молибдена, бора и углерода), которые имеют более положительный электродный потенциал, чем потенциал основного металла корпуса.

Данные компоненты являются хорошей защитой от коррозии, но лишь до тех пор, пока в покрытии отсутствуют механические повреждения. В случае же каких-либо повреждений металлического защитного покрытия при монтаже, спуско-подъемных операциях образуется гальваническая пара: металлическое покрытие становится катодом по отношению к корпусу. В процессе электрохимической коррозии основной материал корпуса окисляется, распадаясь на положительно заряженные ионы. Происходит процесс окисления, корпус растворяется [2].

Также возможно применение лакокрасочных покрытий, которые сочетают в себе такие антикоррозионные свойства, как водоотталкивание, низкая степень проницаемости газа и пара, затрудняющая поступление кислорода и воды к металлическим поверхностям. Довольно успешно применяются диффузионно-цинковые, силикатно-эмалевые и полимерные покрытия, которые, однако, имеют ряд особенностей и ограничений по их применению.

Применение композитных труб обосновано работами по проектированию и созданию металлоконструкционных материалов с увеличенной устойчивостью к коррозии. Она обеспечивается методами вытеснения из сплава или металла примесей, которые ускоряют процесс коррозии, или же внедрением компонентов (медь, хром, марганец и никель), повышающих коррозионную устойчивость [7]. Легирование стали такими элементами существенно повышает химическую стойкость материала и практически полностью устраняет отказы промышленного оборудования за счет коррозии. Однако следует отметить фактор стоимости коррозионно-стойких материалов, который существенно возрастает при увеличении их индекса стойкости.

Наблюдается тенденция применения стеклопластиковых труб (СПТ), которые имеют ряд достоинств: высокая стойкость к любым типам коррозии, меньший собственный вес подвески. Существенные недостатки данного типа труб - ограничения по температуре (не ниже $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$) и глубине спуска (до 2000 м), низкая стойкость к механическим повреждениям, особые условия хранения (без воздействия солнечного света). Для работы с СПТ необходимы специальный инструмент и переводники для монтажа-демонтажа [2]. Применение СПТ требует больших денежных вложений в сравнении со стоимостью стальной трубы.

1. Химический метод защиты от коррозии путем введения в среду ингибиторов, защитное действие которых основано на способности адсорбироваться и образовывать на поверхности металла защитную пленку.

Ингибиторная защита является одним из наиболее удобных и экономичных средств борьбы с коррозией в этих условиях [8].

В настоящее время нефтепромысловые трубопроводы изготавливаются из стали, что объясняется их доступностью и высокой скоростью монтажа. Однако аварийность данных трубопроводов в 2 раза выше, чем конструкций в коррозионно-стойком исполнении [9]. В свою очередь применение последних в большинстве случаев не дает экономического эффекта. Это связано с тем, что применение антикоррозионных покрытий приводит к росту продолжительности строительства и удорожанию работ на 5 % [6]. Также происходящие при монтажных работах повреждения могут стать причиной возникновения процесса электрохимической коррозии между покрытием и металлом корпуса.

Использование композитных труб экономически целесообразно при длительном сроке эксплуатации месторождения, однако средняя продолжительность эксплуатации месторождений в России не превышает 30 лет [10].

Учитывая недостатки приведенных методов и многолетний опыт применения химической ингибиторной защиты, можно справедливо полагать, что данный вид антикоррозионной защиты является одним из наиболее эффективных, экономически целесообразных и технологически доступных методов борьбы с коррозией промышленного оборудования.

Преимущества от применения ингибиторной защиты приведены ниже:

- о использование наиболее доступных конструкционных материалов;
- о управляемость процесса снижения скорости коррозии и возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации;
- стабилизация процесса эксплуатации нефтепромыслового оборудования;
- о возможность одновременной защиты практически всех типов

промышленного оборудования: трубопроводов, оборудования объектов подготовки нефти и воды;

- о сокращение простоев, связанных с ремонтом оборудования;
- о возможность замедлять коррозионное

разрушение трубопроводов бывших в эксплуатации;

- о предупреждение экологических бедствий в районе эксплуатации оборудования и трубопроводной системы [11].

К ингибиторам предъявляются определенные требования по технологическим и защитным свойствам. Ингибиторы должны иметь высокие защитные свойства: в сероводородсодержащих водной и паровой фазах не менее 85% от общей коррозии и не менее 70% от водородного охрупчивания. Они не должны оказывать отрицательного влияния на технологические процессы [8].

Следует отметить, что ингибиторная защита является необходимым, но недостаточным условием для достижения требуемых результатов. Исследование различных классов химических соединений, которые часто используются в качестве основы для ингибиторов, показали, что среди них нет такого, который мог бы быть эффективным реагентом для защиты от коррозии в модели пластовой воды с минерализацией 66 г/л [8]. Необходимо учитывать все факторы для успешного ведения технологии ингибирования трубопроводов, а также рассмотреть возможность реализации комплексной программы антикоррозионной защиты. Так, например, согласно исследованиям Д.В. Федина, наиболее эффективным методом является применение ингибиторной защиты от коррозии при сроке эксплуатации трубопровода до 20 лет и при условии, что совместно с данной технологией будет применяться внутритрубная очистка трубопроводов [6]. Избранные данные исследования приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Суммарная стоимость эксплуатации трубопроводов, тыс. р

Ставка дисконтирования, %	Срок эксплуатации, лет				
	10	15	20	25	30
Применение стальных труб					
10	101	67	142	114	95
15	136	90	281	225	187
Применение коррозионностойкой стали					
10	40	30	23	195	163
15	40	215	162	129	108
Ингибиторная защита трубопроводов					
10	40	27	142	114	95
15	40	27	305	244	203
Внутритрубная очистка и ингибирование					
10	35	24	124	100	83
15	47	32	167	135	112

Проводя сравнение антикоррозионных методов по экономическим и технологическим показателям, следует отметить, что ингибиторная технология вызывает большой интерес в круге лиц, занимающихся проблемой коррозии нефтепромыслового оборудования. Имеются много направлений и возможностей для совершенствования методов защиты от коррозии путем использования различных видов и комбинаций реагентов, а также перспективными являются комплексные мероприятия по предупреждению данной проблемы.

1.4 Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления

Защиту от коррозионного разрушения оборудования для поддержания пластового давления целесообразно начинать с технологических мероприятий. Водоподготовку промышленных стоков при закачке их в поглощающие горизонты осуществляют на сооружениях механической очистки: нефтеловушках-отстойниках, флотаторах, фильтрах. Нефтеловушки позволяют снизить содержание нефтепродуктов и механических примесей в промстоках до 100—150 и 50—100 мг/л соответственно, флотаторы — до 10—50 и 10—40 мг/л: в фильтрах с песчаной загрузкой — до 2—10 мг/л, а в фильтрах с загрузкой из пористой керамики с диатомитовым слоем — практически до нуля.

Особенно эффективное технологическое мероприятие — раздельная обработка сероводородсодержащих и железосодержащих вод, что позволяет уменьшить коррозионную агрессивность сточных вод примерно в 2 раза.

Удаление кислых и щелочных стоков на установках подготовки нефти и отвод их в отдельную канализацию позволяют снизить коррозионную агрессивность сточных вод в 2—3 раза.

Для предотвращения попадания кислорода в систему транспортирования сточных вод важно на стадии обустройства или реконструкции действующих установок и насосных станций заменить пруды дополнительного отстоя, песколовки и другие открытые сооружения на закрытые отстойники.

Снижение количества растворенного кислорода в воде может быть достигнуто удалением его деаэрацией. В нефтедобывающей промышленности при больших расходах деаэрируемой воды наиболее предпочтительна деаэрация воды без нагрева только вакуумированием, которое обеспечивает конечную концентрацию растворенного кислорода в воде 0,05 г/м³. Эта величина деаэрации воды вполне достаточна, поскольку после смешения ее с основной массой подготавливаемых по закрытой

системе сточных вод суммарное содержание в них кислорода не превысит 0,5 г/м³. Для снижения содержания кислорода в нефтепромысловых водах до 0,05 г/м³ при плотности орошения 0,014 м³/м² составлен размерный ряд деаэрационных установок производительностью 0,006; 0,012; 0,024 и 0,036 м³/с типа устройства доливки вводов (УДВ).

Гетерогенность сварных соединений может быть резко снижена и стабилизирована во времени подбором специальных электродов, режимов сварки и применением термической обработки.

Оптимальные режимы сварки и сварочные материалы необходимо выбирать с учетом коррозионно-механического старения металла сварных соединений под действием эксплуатационных нагрузок и сред.

Наибольшее применение для внутренней защиты труб нашли лакокрасочные покрытия. Применяемые с этой целью лакокрасочные материалы должны обладать хорошими технологическими свойствами при нанесении на внутреннюю поверхность труб, химической стойкостью в минерализованных водных средах при температуре до 333 К, сохранять высокие защитные свойства в течение 14 — 15 лет и иметь низкую стоимость.

Для защиты от коррозии деталей промышленных центробежных насосов и арматуры применяют порошковые полимерные материалы, которые значительно отличаются от лакокрасочных свойствами и технологией формирования покрытий.

Технологический процесс нанесения покрытий из порошковых полимерных материалов предусматривает выполнение ряда операций. Подготовка деталей к внесению покрытия включает механическую обработку сопрягаемых поверхностей для сохранения их номинальных размеров с учетом покрытия, при этом острые углы и кромки на покрываемых поверхностях должны быть скруглены.

Для последующей очистки деталей применяют пескоструйную обработку металлическим песком мелкой фракции (0,3 — 0,5 мм) с помощью

пескоструйных аппаратов всасывающего или нагнетательного типов. После этого поверхности металла обдувают сжатым воздухом и обезжиривают ацетоном, бензином или уайт-спиритом в специальной камере, оборудованной вытяжной вентиляцией. При появлении на очищенной поверхности ржавчины процесс очистки следует повторить.

Предварительный нагрев детали необходим для удержания слоя порошка и равномерного растекания его на поверхности детали. Целесообразно, чтобы температура детали к моменту нанесения порошкового полимера была на 300 - 310 К выше температуры его пленкообразования.

Наиболее широко распространенный метод защиты от коррозии оборудования системы поддержания пластового давления - применение ингибиторов.

В настоящее время при вводе ингибиторов в транспортируемые и закачиваемые в скважины сточные воды применяют периодическую и непрерывную дозировку.

В условиях бактериального заражения и наличия сероводорода более эффективными, чем ингибиторы коррозии, являются ингибиторы-бактерициды, обладающие одновременно противокоррозионной и бактерицидной активностью [13].

1.5 Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин

Защита от коррозии является одной из важнейших технических, научных и экономических проблем.

Применение лакокрасочных материалов (ЛКМ) является наиболее распространенным способом борьбы с коррозией в силу своей высокой технологичности и относительной дешевизны. Стоимость финских ЛКМ оказывается ниже стоимости отечественных ЛКМ, при более высокой технологичности и стабильно высоком качестве покрытий «Текнос». Срок службы покрытий по результатам испытаний оценивается в 25-30 лет.

Официальным партнером АО «Текнос» в России является НПО «ВИЛАНА».

ЗАО ПОЛИЭКС разработан магнитный аппарат скважинный (МАС-2), который предназначен для магнитной обработки жидкости с целью:

- предотвращения АСПО, отложения солей;
- повышения приемистости нагнетательных скважин;
- снижения коррозионной активности жидкостей.

Применение МАС на месторождениях Западной Сибири позволило сократить число подземного ремонта скважин(ПРС) в 4,3 раза, МПР увеличилось почти в 2 раза. В наземных системах аппараты могут быть установлены непосредственно в трубопровод.

Для эксплуатации в скважинах с осложненными условиями, необходимо приобретать УЭЦН в износостойком и коррозионно-стойком исполнении.

Предупреждение коррозии

В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ (среднее содержание составляет 2,27 %). Поэтому продукция скважин обладает повышенной коррозионной активностью и может вызвать интенсивную коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Основной вид коррозионных повреждений скважинного оборудования – локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Для месторождений Западной Сибири рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, обладающих соответствующими антикоррозионными свойствами и применение ингибиторов коррозии. Главным требованием, предъявляемым к ингибитору коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии.

К испытанию могут быть рекомендованы следующие ингибиторы коррозии:

- Олазол-1, Олазол Т2П и другие модификации представляют

собой раствор смеси азотсодержащих соединений в органическом растворителе (разработка Всероссийского научно-исследовательский институт коррозии ОАО «ВНИИК», г. Москва);

- СНПХ-1004, СНПХ-6301, СНПХ-6014 – катион активное ПАВ и смеси органических растворителей – защита систем нефтесбора и утилизации сточных вод, содержащих H_2S и CO_2 , подавление роста сульфатвосстанавливающих бактерий;
- Dodicor 1830, Сонкор и др.

Выбор реагентов по защите внутренней поверхности металлов от коррозии производится по результатам лабораторных и промышленных исследований конкретных коррозионно-активных сред и промышленным испытаниям различных марок ингибиторов коррозии в этих средах, как правило, в начальный период эксплуатации месторождения.

Решающими при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и стоимостные показатели.

Требования к ингибиторам коррозии, применяющимся на объектах нефтедобычи и газодобычи, различаются и определяются условиями добычи эксплуатационными свойствами добываемых флюидов. В таблице 3 приведены некоторые отличия между ингибиторами коррозии для газовых и нефтяных месторождений.

Таблица 3 – Ингибиторы коррозии на газовых и нефтяных месторождениях

Ингибиторы на газовых месторождениях	Ингибиторы на нефтяных месторождениях
Должны растворяться в газовом конденсате и/или спиртах, а также в водно-метанольном или водно-этиленгликолевом растворе	Не растворяются в газовом конденсате, растворяются в нефти и др.
Применяются совместно с другими реагентами: ингибиторами гидратообразования (метанол, моноэтиленгликоль) и др.	Применяются совместно с другими реагентами: ингибиторы парафиноотложения или

	солеотложения и др.
Не должны приводить к пенообразованию, образованию эмульсии в среде «конденсата- вода» и ухудшению разделения фаз жидкой среды: обычно ингибитор должен содержать в своем составе необходимые добавки (деэмульгатор, пеногаситель и др.)	Ингибитор может не содержать в своем составе деэмульгатор. Деэмульгатор добавляется в добываемые углеводороды(нефть) отдельно

2 Современный практический подход к защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной агрессивности

2.1 Обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин У месторождения

На Тарасовском месторождении находящимся в Западной Сибири на фонд добывающих скважин были применены различные типы защиты от коррозии внутрискважинного оборудования. В ходе эксплуатации был произведен анализ эффективности рассматриваемых методов. Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ применения средств защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

№	Куст	Скважина	Тип применяемой защиты	Состав подвески	Зона поврежденной	Тип коррозионного повреждения
1	3	127	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно - цинковое покрытие	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
2	6	210	Диффузионно -цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)
3	3	157	Диффузионно -цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+НКТ MajorPack +УЭЦН	Коррозионные отверстия	Сквозное отверстие
4	3	168	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия по телу УЭЦН и кабелю	Сквозное отверстие
5	6	249	Диффузионно -цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия брони удлинителя	Мейза-коррозия

2.2 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири

Месторождения нефти Западной Сибири находятся на различных стадиях разработки, причем основная часть - на поздней стадии. Естественно, что чем на более поздней стадии разработки находится месторождение, тем большему числу отказов подвергается нефтепромысловое оборудование. Причём в общем количестве отказов оборудования постоянно растет доля отказов по причине коррозии. Это связано с двумя основными факторами: изношенностью оборудования и повышением коррозионной агрессивности контактирующих с ним нефтепромысловых сред. В свою очередь, повышение коррозионной агрессивности связано с широким рядом причин, среди которых следует выделить: рост обводнённости добываемой продукции и снижение загрузки нефтепроводов, приводящие к расслоению водонефтяных эмульсий и образованию застойных водных скоплений; использование различных методов повышения нефтеотдачи (закачка HCl, CO₂ и других агрессивных сред, гидроразрыв пласта и другие физические методы, приводящие к повышенному выносу механических примесей); заражение нефтепромысловых сред коррозионно-агрессивной микрофлорой.

Для подавления коррозии в скважинах рекомендуется:

- использовать НКТ повышенной группы прочности – E и P, из новых более прочных и стойких сталей типа 13ХФА, 09ГСФ;
- в условиях углекислотной коррозии - применение НКТ с содержанием хрома 5 % - есть успешный опыт применения на Западной Сибири;
- при глушении скважин солевыми растворами необходимо очищать их от частиц нерастворимых примесей;
- применение метода периодической закачки или постоянной дозировки в затрубное пространство скважин ингибиторов коррозии ВИСКО-938, Додикор, Кормастер 1025, Servo VCA-148, VCA-497 или др.

Все эти ингибиторы успешно применяются на месторождениях ЯНАО со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Наиболее эффективными по результатам испытаний на месторождениях ЯНАО (Y и Z) показали себя ингибиторы фирмы ServoDeldenLtd (Нидерланды) VCA-148, VCA-497. Ингибиторы Servo VCA-497 обладают комплексным ингибиторным и бактерицидным воздействием, что в условиях разрабатываемого месторождения позволяет бороться с СВБ (сульфатовосстанавливающими бактериями). Достоинством ингибиторов при их закачке в скважину является защита не только внутрискважинного оборудования, но и выкидных линий, нефтесборных сетей. Однако применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг). Подбор эффективного ингибитора и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований применительно к составу воды данного месторождения с последующими промышленными испытаниями.

Из пассивных методов защиты может быть рекомендовано к ОПИ использование НКТ с содержанием хрома до 5 %. Коррозионная стойкость данного вида НКТ обусловлена образованием на их поверхности непроницаемой пассивирующей плёнки, стабильной до 120 – 150 °С. В настоящее время данный способ успешно зарекомендовал себя на месторождениях ООО «Х» (Y и Z).

Приоритетные мероприятия по защите УЭЦН от коррозии включают использование погружных электродвигателей и гидрозащит с высокоскоростным газопламенным напылением.



Рис. 2.2 – Корпус погружного электродвигателя с нанесенным антикоррозионным покрытием

2.3 Анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири

Многолетний опыт борьбы с коррозией в нефтегазодобывающей промышленности показал, что наиболее эффективным и экономичным способом защиты является применение ингибиторов коррозии. Механизм защитного действия ингибиторов коррозии в основном заключается в образовании на поверхности металлов защитных пленок, с помощью которых осуществляется разделение агрессивной среды и металла.

Таблица 5 – Рекомендуемые области применения ингибиторов коррозии

Область применения	Ингибиторы коррозии
Для защиты нефтепромыслового оборудования от сероводородной коррозии и коррозии, вызываемой смесью сероводорода и углекислого газа, могут применяться также при соляно-кислотных обработках скважин. Замедляют коррозию сталей в растворах серной и соляной кислот	И-1-А, И-1-В, "Север-1" И-3-А, И-4-А, И-21-Д

Для защиты от коррозии нефтегазопромыслового оборудования, вызываемой пластовыми и сточными водами, как содержащими, так и не содержащими сероводород	И-4-Д
Для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород, смесь сероводорода с углекислотой, кислород	Тайга-1" (И-5-ДНК), "Тайга-2" (И-5-ДТМ), И-30-Д, Газохим, Нефтехим И-2-Е, И-К-10
Для подавления жизнедеятельности СВБ, для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород или смесь сероводорода с углекислотой	И-К-40

Ингибиторы коррозии серии «Unicor WS» обладают высокой степенью перехода из нефтяной фазы в водную, обеспечивая надежную защиту поверхности металла в широком интервале обводненности транспортируемой жидкости. В высокоминерализованных средах, содержащих растворенный диоксид углерода (марки ингибитора коррозии «Unicor WS-101, 102, 103») и сероводород (марки ингибитора коррозии «Unicor WS-104, 105, 106»), ингибиторы коррозии серии «Unicor WS» обеспечивают надежную защиту. Они обладают отличными эксплуатационными характеристиками, низкой рабочей дозировкой, совместимы с реагентами подготовки нефти. На сегодняшний день компанией «Юнитек» проводятся опытно-промышленные испытания реагентов серии «Unicor WS» в Западной Сибири.

Таблица 6 – Физико-химические показатели ингибиторов

Наименование показателей	Норма / марки		
	WS-101	WS-102	WS-103
1. Внешний вид при 20 °С	Однородная жидкость от желто-коричневого до темно-коричневого цвета		
2. Плотность при 20 °С, г/см ³	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,95-1,05 (1,00±5%)
3. Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не более	20	20	20
4. Температура застывания, °С, не выше	минус 50		
5. Массовая доля нелетучих компонентов, % масс, в пределах	19,2-24,2 (22,0±10)	18,0-22,0 (20,0±10%)	16,2-19,8 (18,0±10%)
6. Растворимость: -в минерализованной воде	растворим		
-в нефти	диспергирует		
7. Вязкость кинематическая при минус 40 °С, мм ² /с, не более	500	500	500
8. Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора при 20 °С, г/м ² *час стали марки Ст.3, не выше	0,089	0,089	0,089
9. Содержание ингибитора коррозии в водной фаз	Не нормируется		

10.Эффективность действия реагента в условиях углекислотной коррозии при удельном расходе 30 мг/дм ³ , %, не менее	90
---	----

Ингибитор коррозии «Unicor» марки WS-108, WS-108S

Применение: предназначен для защиты оборудования и трубопроводов систем поддержания пластового давления от коррозии, обусловленной воздействием высокоминерализованных сред, содержащих растворенные агрессивные газы. Рекомендуется непрерывно дозировать в систему сбора нефти или систему поддержания пластового давления, оптимальная дозировка устанавливается по результатам опытно-промысловых испытаний.

Таблица 7 – Физико-химические показатели ингибиторов WS-108, WS-108S

Наименование показателей	Норма / марки	
	WS-108	WS-108S
1. Внешний вид при 20 °С	Однородная прозрачная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	
2. Плотность при 20 °С, г/см ³	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,93-1,02
3. Вязкость кинематическая при 20 °С, сСт, не более	20	
4. Температура застывания, °С, не выше	минус 50	минус 20
5. Массовая доля нелетучих компонентов, % масс, в пределах	18,0-22,0 (20,0±10%)	10
6. Растворимость: -в минерализованной воде -в нефти	растворим	
	диспергирует	
7. Вязкость кинематическая при минус 40 °С, мм ² /с, не более	500	

8. Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора при 20 °С, г/м ² *час стали марки Ст.3, не выше	0,089
9. Содержание ингибитора коррозии в водной фазе	Не нормируется
10.Эффективность действия реагента в условиях углекислотной коррозии при удельном расходе 30 мг/дм ³ , %, не менее	90

2.4 Современный подход и модернизация защитных систем насосно-компрессорных труб и промышленного оборудования

Технологии Majorpack применяются для защиты погружного оборудования, эксплуатируемого в агрессивных условиях (коррозионные среды и АСПО). В процессе разработки инженеры компании учитывали, как базовые коррозионные уровни среды (электрохимические и химические), так и основные осложняющие факторы, усиливающие развитие коррозии в скважинах, такие как блуждающие токи, биметаллический контакт, термоконтакт, температуру, дефекты тела трубы, усталостные трещины (например, от вибрации ЭЦН при длительной эксплуатации и т.д.). Также учитывалось воздействие неблагоприятных факторов, связанных с характером течения жидкости в НКТ: смена фаз, завихрения, неравномерности потока, кавитация, турбулентность и др.

Предлагаемые антикоррозионные покрытия Majorpack представляют собой многофакторную систему защиты, которая сочетает как протекторные, так и барьерные свойства (рисунок 2.4). В настоящее время линейка Majorpack включает покрытия, состоящие из интерметаллидного слоя (протекторная защита), который наносится на НКТ диффузионным способом, и наносимого поверх него многокомпонентного полимера (барьерная защита). Также производятся и чисто полимерные покрытия в качестве исключительно барьерного метода защиты.

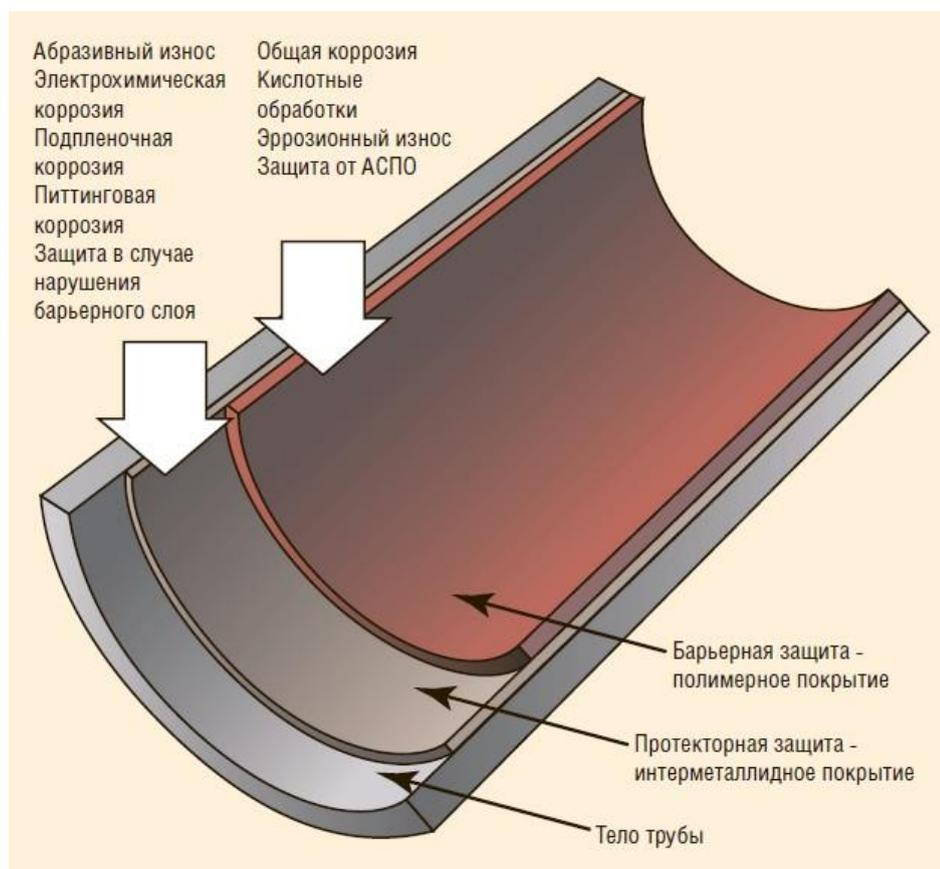


Рис. 2.4 – Барьерная и протекторная защита Majorpack

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Также он обладает хорошими гидрофобными свойствами и снижает вероятность отложений АСПВ. Интерметаллидный (протекторный) слой защищает НКТ от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он

выполняет функцию праймера для барьерного слоя.

Протекторный слой отличается высокой адгезией к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердостью (в 2,5 раза выше стали N80), а также повышенной стойкостью к физическому воздействию. Этот слой наносится на 100% поверхности НКТ – внутри, снаружи, на резьбовые соединения и муфты. Особо следует отметить полную ремонтпригодность НКТ с покрытиями Majorpack.

Таблица 8 – Защитное покрытие Majorpack MPAG96

Ключевые факторы	MPAG96
Солевая коррозия	+
Углекислый газ (CO ₂)	+
Сероводород (H ₂ S)	+
Кислотная обработка	+
АСПО	+
Гидрофобность	+
Защита резьбового соединения	+
Температуроустойчивость	>200 °C
Адгезия	12 МПа

Флагманское покрытие в линейке нашей компании – Majorpack MPAG96 (рисунок 2.4.1). Это универсальная многофакторная технология, обеспечивающая комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия, АСПО. Одновременно обеспечивается защита резьбового соединения. Наличие протекторного интерметаллидного слоя увеличивает ресурс резьбового соединения до 60 СПО (операции свинчивания и развинчивания).



Рис. 2.4.1 – Защитное покрытие Majorpack MPAG96

Термостойкость покрытия позволяет ему выдерживать рабочие температуры свыше 200°C. Адгезия к телу трубы составляет 12 МПа. Промысловые испытания НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 проходили на одном из месторождений Нижневартовского региона. Спуск НКТ состоялся в ноябре 2012 года. Текущая наработка оборудования на коррозионном фонде составляет больше 1000 суток. Все подвески НКТ по-прежнему находятся в работе.

С января 2012 года на Тарасовском месторождении ООО «Х» проводились испытания НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 модификации С. Для скважин месторождения до применения наших покрытий была характерна агрессивная углекислотная коррозия, а среднее время эксплуатации НКТ до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, составляло порядка 150 суток. Срок опытно-промышленных испытаний (ОПИ) НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG 96 был установлен Заказчиком в 205 суток. По истечении этого срока на рабочей поверхности труб с покрытием никаких механических повреждений выявлено не было; покрытие не утратило блеска и гладкости, следов коррозии или разрушения покрытия также не было обнаружено. ОПИ признаны успешными: покрытие полностью доказало свою эффективность в борьбе с самыми агрессивными коррозионными средами и осложненными условиями добычи. Положительные результаты были получены также по итогам месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Урайнефтегаз») (рисунок 2.4.2). Все десять спущенных комплектов НКТ по-прежнему находятся в работе, из них семь отработали свыше 600 сут (срок подконтрольной эксплуатации). За весь период не зафиксировано ни одного отказа ГНО по причине выхода подконтрольных НКТ из строя. Средняя наработка на отказ до внедрения НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 составляла 217 суток, после внедрения – более 1088 суток.

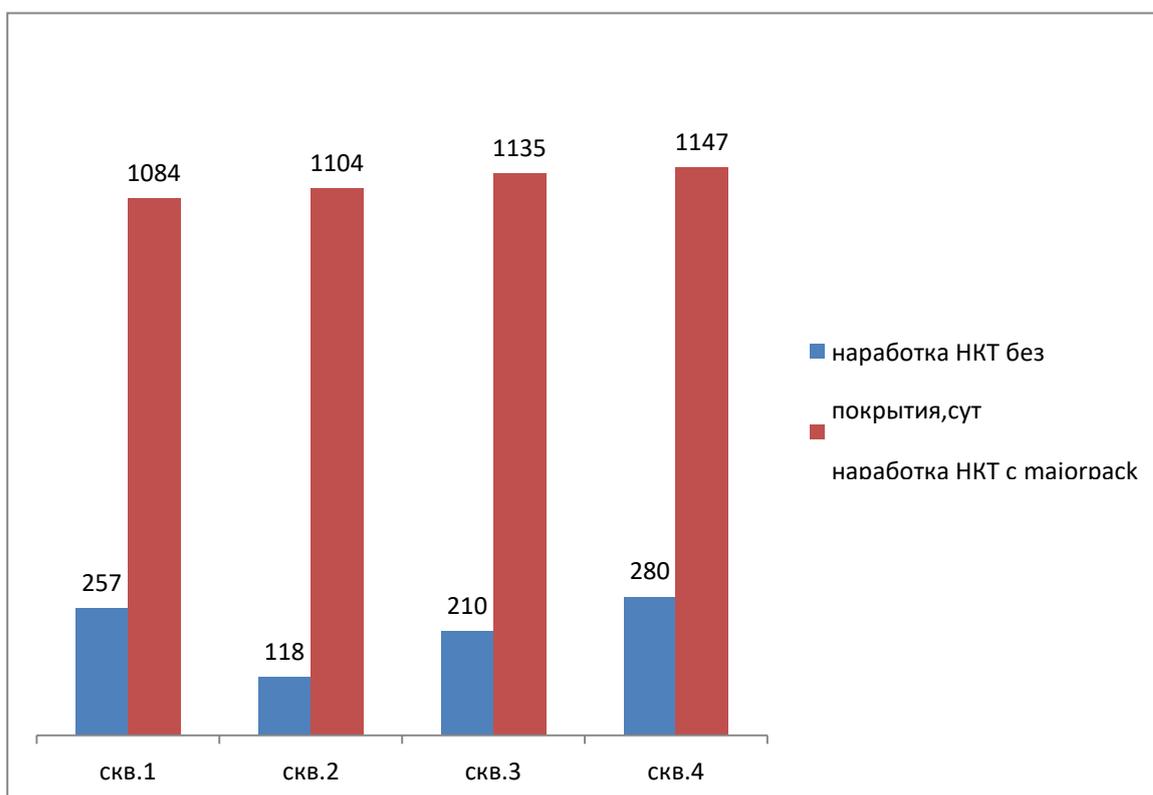


Рис.2.4.2 – Опыт применения защитного покрытия цейтнот Majorpack MPAG96/D в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

На основании полученных результатов НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 (модификация D) были рекомендованы к использованию в скважинах коррозионного фонда, высокодебитных скважинах истирающего фонда ШГН, а также в скважинах, осложненных образованием АСПО. На сегодняшний день покрытие Majorpack MPAG96 (модификация С) также успешно применяется на пяти месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». За время эксплуатации наработка на отказ по ряду скважин превысила отметку в 1000 суток

Основное предназначение покрытия Majorpack MPLAG 96 – защита от углекислотной коррозии, а также защита НКТ при проведении кислотных обработок. Данное покрытие ориентировано на использование в агрессивных коррозионных средах, не осложненных присутствием больших количеств сероводорода (рисунок 2.4.3).

Таблица 9 – Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

Ключевые факторы	MPLAG 96
Солевая коррозия	+
Углекислый газ (CO ₂)	+
Сероводород(H ₂ S)	-
Кислотная обработка	+
АСПО	-
Гидрофобность	+
Защита резьбового соединения	+
Температуроустойчивость	>200 °С
Адгезия	12 МПа

На месторождениях ООО «Газпромнефть-Восток» по ряду подконтрольных скважин текущая наработка НКТ с покрытием Majorpack MPLAG96 модификации С превысила 900 суток, в то время как до применения покрытий наработка на отказ составляла от 60 до 150 суток.



Рис. 2.4.4 – Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

ПОКРЫТИЕ MAJORPACK MPLAG33

Система Majorpack MPLAG33 представляет собой следующее поколение защитных покрытий и предназначена для использования в том числе на водозаборном фонде скважин, а также на скважинах системы ППД (рисунок

2.4.4). Данное покрытие обладает повышенной гидрофобностью и устойчивостью к солевой коррозии. Максимальная рабочая температура применения MPLAG33 составляет 160°C , адгезия к телу трубы – 10 МПа. Испытания технологии проводились в Томской области.

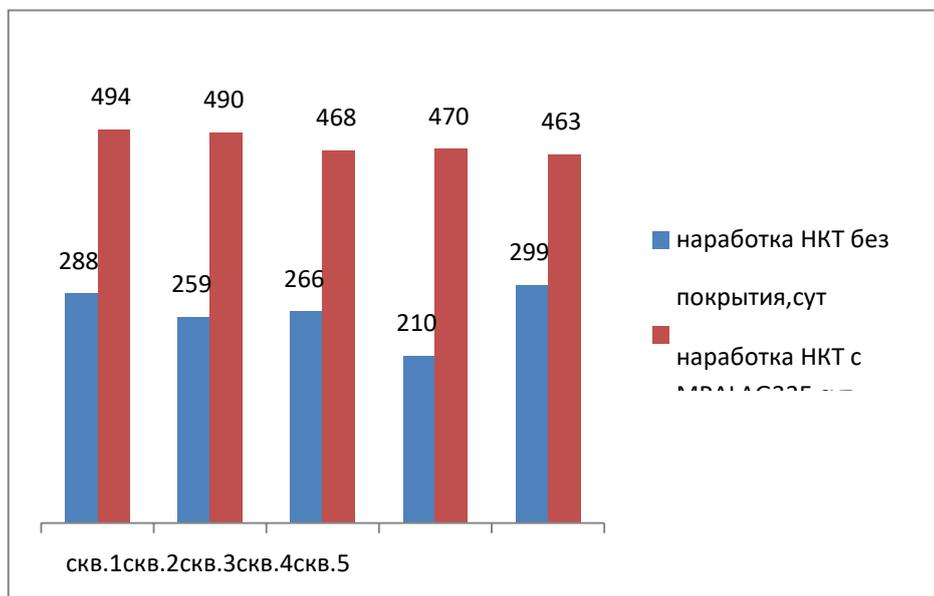


Рис. 2.4.5 – Опыт экспорт применения цейтнот защитного форпост покрытия нарасти Majorpack исполн MPLAG33/E в добрать Томской минимум области

ДУПЛЕКСНАЯ СИСТЕМА ЗАЩИТЫ НКТ MAJORPACK GH6S

Одна из последних наших разработок – это дуплексная защитная система Majorpack GH6S, предназначенная специально для погружного оборудования, эксплуатация которого проходит в коррозионно-агрессивных условиях (рисунок 2.4.6). Внутренняя защитная поверхность выполнена из нержавеющей стали, внешний протекторный слой – из интерметаллида.

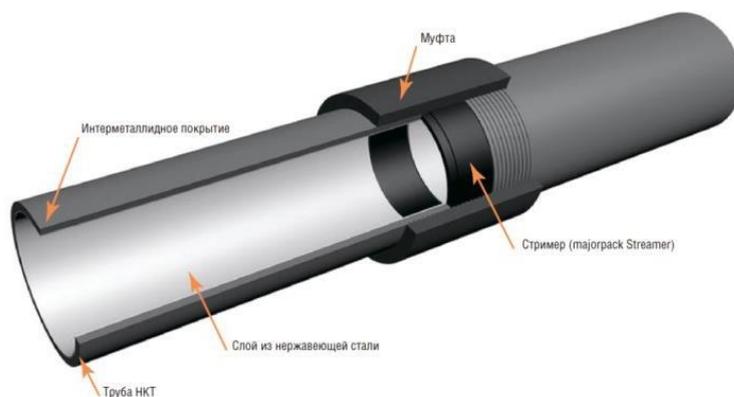


Рисунок 2.4.6 – Дуплексная экспорт система цейтнот защиты НКТ форпост Majorpack нарасти GH6S

Дуплексная система Majorpack GH6S защищает от коррозии внешнюю и внутреннюю поверхность НКТ и муфт, включая резьбовые соединения и торцы труб, и обеспечивает 100%-ную защиту всей поверхности НКТ. Система обладает высокой устойчивостью к механическим воздействиям и истиранию, а также повышенной износостойкостью. Температуростойкость Majorpack GH6S не ограничена, за счет чего технология выдерживает любые внутренние кислотные и термообработки. Адгезия интерметаллического слоя составляет 30 МПа, микротвердость – до 5250 МПа.

Система значительно увеличивает ресурс и надежность резьбового соединения, а при использовании предохранительной вставки «Стример» (MajorpackStreamer) обеспечивается дополнительная защита межнипельного пространства от коррозионно-эрозионных явлений.

СТРИМЕР MAJORPACKSTREAMER

Предохранительная деталь MajorpackStreamer (MP «Стример») создана специально для защиты торцевой части ниппеля НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межнипельного пространства муфты.

«Стример» изготовлен из термостойкого армированного пластика, способного выдерживать температуры от -40 до 250°C. Оборудование адаптировано для треугольной резьбы, популярной в российской нефтедобыче, и может менять ширину в зависимости от ширины межнипельного расстояния (от 21 до 26 мм). Применение MP «Стример» актуально при скоростях потока от 5-10

м/с. Способ установки «Стримера» показан на рисунке 2.4.7. Оборудование может также устанавливаться в муфты НКТ в заводских условиях.



Рис. 2.4.7– Установка частное MajorpackStreamer

Испытания разработки проводились на фонде ООО «Газпромнефть-Восток», где проблема коррозии и промыва межниппельного пространства муфты и ниппелей НКТ стояла достаточно остро. С помощью «Стримера» ее удалось решить. На 134 скважинах с установленными вставками MajorpackStreamer в 2014 году не было зафиксировано ни одного полета или промыва оборудования, тогда как в 2013 году (до применения «Стримеров») имели место восемь полетов и десять промывов.

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

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:

$$Z = \frac{KCK - ОСК}{KCK} * 100\% \quad (1)$$

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:

$$K = \frac{KCK}{ОСК} \quad (2)$$

Оценка эффективности неметаллических покрытий

Эффективность неметаллических покрытий оценивают по:

- внешнему виду;
- толщине;
- диэлектрической сплошности;
- адгезионной прочности (методом решетчатого надреза, методом X- 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.

3.2 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.

3.3 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.

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 10.

Таблица 10 – 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)	$< 0,1$	
		Толщина	мм	В соответствии и с ТУ	
		Адгезия к стали	МПа	В соответствии	

2	Неметаллические покрытия			и с ТУ	
		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-державшей 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

3.4 Сравнительная оценка разных методов защиты

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.

Таковыми критериями в отношении ГНО 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:

$$КСНО = СНО_{пк} / СНО_0 \quad (3)$$

где, КСНО - коэффициент увеличения средней наработки; СНО₀ - средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; СНО_{пк} - средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

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 ТиКРС ($\mathcal{E}_{\text{ТиКРС}}$);
- экономия за счет уменьшения потерь добытой нефти за счет сокращения простоев скважин ($\mathcal{E}_{\text{дд}}$);
- экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования ($\mathcal{E}_{\text{эо}}$).

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{ТиКРС}} + \mathcal{E}_{\text{дд}} + \mathcal{E}_{\text{эо}}, \quad (4)$$

Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 11. Перед проведением расчета, таблицу следует заполнить последними данными. Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

В качестве данных по стоимости коррозионностойкого НКТ вставляются данные по трубам конкретного типа, примененного по данной скважине.

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 скважины на ремонте с учетом ожидания

ремонта.

Таблица 11 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначение	Величина
1	Стоимость ТиКРС	руб/час.	$C_{\text{ТиКРС}}$	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКРС	сут (сут.)	$T_{\text{ТиКРС}}$	5
3	Среднее МРП	сут	МРПб	275
4	Средняя стоимость ТиКРС	руб.	$C_{\text{ТиКРС}}$	1100000
5	Стоимость «черной» НКТ	руб./тн	$C_{\text{чт}}$	84000
6	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	руб/тн	$C_{\text{гно}}$	3376098
7	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении,	руб/км	$C_{\text{каб}}$	340000
8	Стоимость ингибитора,	руб/тн	$C_{\text{и}}$	200000
9	Стоимость коррозионностойкой НКТ	руб/тн	$C_{\text{кст}}$	128320
10	Стоимость НКТ с покрытием	руб./тн	$C_{\text{нкТП}}$	98000
11	Стоимость катодной защиты	руб.	$C_{\text{кз}}$	145000
12	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт.	$C_{\text{кгно}}$	5000000
13	Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении	руб./шт	$C_{\text{ккс}}$	395000
14	Средняя глубина спуска УЭЦН	м	L	2200
15	Средний расход ингибитора	г/м ³	p	255
16	Дебит жидкости	м ³ /сут	$Q_{\text{ж}}$	314
17	Обводненность	%	B	92
18	Потери по нефти	тн/год		2261
19	Стоимость нефти	тыс.руб/тн	$C_{\text{н}}$	17000

3.5 Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

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

$$\Delta K_{\text{ТикРС}} = K_6 - K_3 = 1,3 - 1,14 = 0,16, \quad (5)$$

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

3.6 Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период

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 ТикРС.

$$K_6 = \frac{365}{\text{МРПб} + T_{\text{ТикРС}}} = \frac{365}{275+5} = 1,3, \quad (6)$$

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

3.7 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.

$$K_3 = \frac{365}{\text{МРПдпз} + T_{\text{ТикРС}}} = \frac{365}{314+5} = 1,14, \quad (7)$$

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

3.8 Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС:

$$\mathcal{E}_{\text{ТиКРС}} = \Delta K_{\text{ТиКРС}} * C_{\text{ТиКРС}} = (K_6 - K_3) * C_{\text{ТиКРС}} = (1,3 - 1,14) * 1100000 = 176490, \quad (8)$$

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

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{дд}} = \Delta K_{\text{ТиКРС}} * T_{\text{ТиКРС}} * Q_{\text{н}} * \rho * C_{\text{н}} = (1,3 - 1,14) * 5 * 25,12 * 0,840 * 17000 = 287769, \quad (9)$$

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

В свою очередь, дебит скважины по нефти вычисляется как произведение дебита скважины по жидкости на содержание нефти в 1 м^3 жидкости.

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж}} * (1 - B) = 314 * (1 - 0,92) = 25,12, \quad (10)$$

где, $Q_{\text{н}}$ – производительность скважины по нефти; $Q_{\text{ж}}$ – производительность скважины по жидкости; B – коэффициент обводненности.

3.10 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 ГНО от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинонасосного оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 12.

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 скважины (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 коррозионно-стойком исполнении наработка оборудования на отказ не увеличивается из-за снижения предела текучести металла при добавлении присадок, увеличивающих коррозионную стойкость. Другими словами- аварии с НКТ продолжаются 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 подвески труб в целом увеличивается, а экономия за счет снижения числа ремонтов не достигается, поскольку число аварий с НКТ не уменьшается.

Таблица 12 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты ГНО от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность НКТ	Внешняя поверхность НКТ	Броня кабеля	Резьбовые соединения труб	ПЭД	Секции насоса
1	Периодическое дозирование ингибитора затрубное пространство в	+	+	+	+	+	-	+
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионностойкого материала	-	+	+	-	-	-	-
6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-	-
7	Коррозионностойкое исполнение погружного оборудования (УЭЦН+ПЭД)	-	-	-	-	-	+	+
8	Погружной кабель в коррозионностойком исполнении	-	-	-	+	-	-	-

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

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{зо}} &= \mathcal{E}_{\text{нкт}} + \mathcal{E}_{\text{нас}} + \mathcal{E}_{\text{пэд}} + \mathcal{E}_{\text{каб}} = 862812 + 19874833 + 3515582 \\ &= 24253227, \end{aligned} \quad (11)$$

где, $\mathcal{E}_{\text{зо}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации оборудования; $\mathcal{E}_{\text{нкт}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации НКТ; $\mathcal{E}_{\text{нас}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации насоса; $\mathcal{E}_{\text{пэд}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации погружного электродвигателя; $\mathcal{E}_{\text{каб}}$ – экономия за счет увеличения срока эксплуатации кабеля.

Число слагаемых в данной формуле может изменяться в зависимости от количества объектов, находящихся под защитой (смотреть таблицу 12).

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

Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации НКТ, УЭЦН+ПЭД, кабеля

$$\begin{aligned} \mathcal{E}_{\text{нкт(нас, пэд, каб)}} &= 365 * \frac{G_6 * C_{\text{чч(гно, каб)}}}{\text{МРПб}} - \frac{G_3 * C_{\text{кст(нктп, кгтп, ккс)}}}{\text{МРПдпз}} = \\ &= 365 * \frac{(20 * (84000 + 3376098 + 340000))}{275} - \frac{(12 * (5500000 + 395000 + 128320))}{314} = 24253227 \end{aligned}$$

где, G_6 – процент выбраковки базового оборудования; G_3 – процент выбраковки защищаемого оборудования; $C_{\text{чч(гно, каб)}}$ – стоимость черной НКТ (УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении, кабель в обычном исполнении); $C_{\text{кст(нктп, кгно, ккс)}}$ – стоимость коррозионно-стойкой НКТ (НКТ с покрытием, коррозионно-стойкое исполнение УЭЦН+ПЭД, коррозионностойкое исполнение кабеля); $\text{МРП}_{\text{дпз}}$ – межремонтный период, достигнутый в период защиты; $\text{МРП}_{\text{б}}$ – межремонтный период в базовом периоде.

3. 11 Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

Расчет общих затрат на применение технологий $Z_{\text{общ}}$, тыс. руб.:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{тех}} + Z_{\text{инг}} = 5621320 + 5845110 = 11466430, \quad (13)$$

Затраты на реализацию технологии ($Z_{\text{тех}}$) защиты от коррозии определяются стоимостью УДЭ, амортизацией, затратами на обслуживание и т.п.

Расчет затрат на химические реагенты (ингибиторы) $Z_{\text{инг}}$ в год, тыс. руб.:

$$Z_{\text{инг}} = 365 * Q_{\text{ж}} * p * C_{\text{инг}} * 10^{-6} = 365 * 314 * 255 * 200000 * 10^{-6} = 5845110, \quad (14)$$

где, $Q_{\text{ж}}$ – дебит по жидкости, м³; p – дозировка ингибитора коррозии, г/м³; $C_{\text{инг}}$ – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

3.12 Расчет экономического эффекта

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

$$\Delta NPV = Э_{\text{общ}} - Z_{\text{общ}} = 24717485 - 11466430 = 13251055 \quad (15)$$

4 Социальная ответственность

На месторождении при защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии большое внимание уделяют безопасности и экологичности проводимых работ.

Производственная безопасность

Основным способом борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на нефтяных и газовых месторождениях месторождений Западной Сибири на сегодняшний день является закачка ингибиторов в скважину.

В процессе закачки ингибиторов в скважину могут возникать различные опасности и ЧС, такие как утечки химических реагентов, загрязнение атмосферы, пожаро- и взрывоопасность.

Поэтому очень важно контролировать безопасность выполняемых работ для предотвращения возникновения опасностей и ЧС.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении закачки ингибиторов

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Работа по закачке поверхностно-активных веществ;	1.Отклонение показателей микроклимата на рабочем месте 2.Превышение уровней шума на рабочем месте; 3.Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми.	1.Поражение электрическим током	ГОСТ 12.4.011–89 ГОСТ 12.1.019–2009 ГОСТ 12.1.003–83 ГОСТ 12.1.005–88 ГОСТ Р 51330.0-99 СанПиН 2.2.4.548-96

4.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Требования к температуре: средняя предельная температура, ниже которой не могут производиться работы устанавливается 30°С ниже нуля. Для работников при наличии обогревательных пунктов 35°С ниже нуля при безветренной погоде.

Требования к ветру: запрещается проведение спускоподъемных операций при скорости ветра 20 м/с и более, во время ливня, потере видимости при тумане и снегопаде (в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. N 401 "О Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору").

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

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

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

[20]

Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

При защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, уровень шума может достигать до 300 дБА. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Следовательно, для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

- Коллективные средства защиты: борьба с шумом в самом источнике; борьба с шумом на пути распространения (экранирование рабочей зоны ((постановкой перегородок, диафрагм), звукоизоляция).
- Средства индивидуальной защиты: наушники; ушные вкладыши (согласно СП 51.13330.2011). [21]

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

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, раствор 4 класса опасности. При защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии используют химические реагенты, которые могут загрязнять почву и воздух.

Нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Пары нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении

газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³ (согласно СО 05-06-АКТНП-005-2005).

Для защиты здоровья, работники должны быть обеспечены защитной одеждой, маски (согласно ГОСТ 12.4.011-89). [19]

Тяжесть и напряженность физического труда

В связи со сложной технологией очистки резервуаров, состояние работников сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть обеденный перерыв (13⁰⁰ – 14⁰⁰) ,а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска. [19]

4.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Воздействие электрических сетей на человека и окружающую материальную среду многообразно. Значительную опасность представляют электрические сети для людей, оказавшихся в условиях непосредственного контакта с сетями.

При коротком замыкании в электрических сетях с образованием электрической дуги возможно возникновение возгораний горючих веществ, приводящее к пожарам и взрывам, травмированию обслуживающего персонала и посторонних лиц, оказавшихся в зоне влияния дуги.

Прохождение тока может вызывать у человека раздражение и повреждение различных органов. Электрический ток оказывает действие на нервные клетки, кровеносные сосуды и кровь, а также на сердце, головной

мозг, органы дыхания и т.д. Наиболее часто в результате поражения током встречаются следующие явления: судороги, фибрилляция сердца, прекращение дыхания, паралич сердца и ожоги.

Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц, называют пороговыми не отпускающим током. Его значение для переменного тока частотой 50 Гц лежит в пределах 6-16 мА. Дальнейший рост переменного тока частотой 50 Гц сопровождается его воздействиями на человека, показанными в таблице 14. [14]

Таблица 14 – Влияние силы переменного тока на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
>300	Паралич сердца

Важными факторами, влияющими на результат воздействия электрического тока на человека, являются следующие факторы:

- род тока и частота;
- путь прохождения тока;

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;

- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение силы тока в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

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

Экологическая безопасность

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по замене и ремонту нефтегазопромыслового оборудования и прилегающих к ней территорий. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий при ремонте или замене нефтегазопромыслового оборудования.

В подземные и поверхностные воды нефть попадает с нефтесодержащими сточными водами, при вымывании их с поверхности земли, в результате аварий и эксплуатации нефтегазопромыслового

оборудования. Загрязнение воды нефтью затрудняет все виды водопользования. Исследования показывают, что 1 г нефти портит 100 литров воды.

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Нефть, разлившаяся на поверхности льда, должна быть собрана механическим или ручным способом и вывезена в котлованы или ближайшую НПС. Нефть, попавшая под лед, должна быть собрана нефтесборщиками и вывезена для дальнейшей утилизации.

Загрязнение грунтовой среды происходит с момента возникновения утечки до ее устранения. Разлившуюся нефть отводят в естественные понижения местности, защитные амбары, траншеи или сооружают земляные дамбы. Это выполняют наряду с основными работами по ликвидации аварии. В случаях, когда работы по ликвидации аварий выполняются со значительным опозданием, глубина загрязнения в результате инфильтрации нефти существенно возрастает, что вызывает соответственно увеличение объема и стоимости рекультивации.

Рекультивация земель – это комплекс работ, направленный на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель, а также на улучшение условий

окружающей среды. Рекультивация проводится с учетом местных природно-климатических условий, степени повреждения и загрязнения ландшафта, назначения участка грунта и требований нормативной документации РД

«Инструкция по рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварийном и капитальном ремонте МН».

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, устройство гидротехнических и мелиоративных сооружений, а также проведение других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап) [14]

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении различных ремонтов скважины велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско - подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;

- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
 - список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
 - акты испытания СИЗ, связи, заземления
 - график и схему по отбору проб газовой среды;
 - технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

Также на предприятии проводятся занятия и учебные тревоги по гражданской обороне для подготовки людей к защите от ядерного, химического и биологического оружия массового уничтожения, создания условий, повышающих устойчивую работу предприятий в военное время.

Основными задачами гражданской обороны на предприятии являются:

- Осуществление мероприятий по защите рабочих, служащих и населения от ядерного, химического и биологического оружия.
- Проведение мероприятий, повышающих устойчивость работы предприятий энергетики, транспорта и связи в военное время.

Обеспечение надежной действующей системы

- оповещения и связи.
- Общее обучение рабочих, служащих, населения мерам защиты от оружия массового поражения.

Особенностью организации гражданской обороны в НГДУ является специфика производства, связанная с добычей нефтяного стратегического сырья.

Спецификой производства являются:

- непрерывный цикл производства;
- повышенная газозрываемость объектов НГДУ;
- необходимость поддержания пластового давления.

В основу боевой подготовки формирований гражданской обороны положены практические и тактико-специальные занятия. Проводятся двадцати часовые занятия по программе обязательного обучения и по специальной подготовке в каждой службе гражданской обороны. В настоящее время в НГДУ укомплектованы формирования гражданской обороны, спасательные отряды, группы связи, отряды сандружины, аварийно-технические команды, с помощью которых эффективно разрешаются все задачи по гражданской обороне, поставленные перед этими формированиями [14]

4.5. Пожароопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении

газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/ м³.

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе.

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены средней кратности, получаемые из пенообразователей общего и специального назначения и пены низкой кратности из пенообразователей специального назначения.

Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами:

- основное тушение пеной общей площади пожара, с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения;
- основное тушение порошком небольших очагов горения, затем подача пены для предотвращения повторного воспламенения участков.

Комбинированный метод тушения применяется в тех случаях, когда тушение одним огнетушащим веществом не достигается.

Компактные и распыленные струи воды используются, в основном, для защиты от теплового воздействия пожара. Компактные струи воды применяются также для смыва горючей жидкости.

При комбинированном способе тушения интенсивность подачи огнетушащих веществ такая же, как и при индивидуальном их использовании [19].

4.6 Взрывоопасность

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах

облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС.

Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Предельно - допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы, например анализатор-течеискатель АНТ-3М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м^3) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском. Первичный контроль воздушной среды должен проводиться в присутствии лиц, ответственных за подготовку и проведение работ, текущие замеры – в присутствии ответственного за проведение работ.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра) [20].

Таблица 16 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной

опасности

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

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовоздушной среды сообщаются ответственным лицами заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

4.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по устранению и предотвращению коррозии проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтовый метод - особая форма осуществления

трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания [14].

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

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.) [20].

Заключение

В выпускной квалифицированной работе проанализированы виды коррозии и факторы влияющие на неё, выявлены методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования и рассмотрены особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин.

Произведен расчет оценки эффективности способо защиты от коррозии внутрискважинного оборудования. Для ЭХЗ критериями оценки эффективности являются защитный потенциал, плотность защитного тока.

Индивидуальные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией должны использоваться на стадии выбора метода защиты, с учетом критериев применимости. 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.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведено экономическое обоснование эффективности способ защиты от коррозии внутрискважинного оборудования.

Выбор реагентов по защите внутренней поверхности металлов от коррозии производится по результатам лабораторных и промышленных исследований конкретных коррозионно-активных сред и промышленным испытаниям различных марок ингибиторов коррозии в этих средах, как правило, в начальный период эксплуатации месторождения.

Решающими при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и стоимостные показатели.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, а также проведен анализ потенциальных вредных производственных факторов.

Список использованных источников

1. Гречнев Н.П., Кузнецов Н.П. Опыт применения ингибитора коррозии «Север-1» для защиты нефтепромыслового оборудования системы ПЖД / Проблемы защиты нефте- и газопромыслового оборудования и сооружений от коррозии: Тез.докл. Всесоюзн. научно-техн. совещ. - Тюмень. - 1983.-С. 26-27
2. Роде Ф. Л.. Измерение скорости коррозии внутренней поверхности труб. / OilandGasJ. - 1957. - 55.-Vol. 55. - No. 26. - P. 147 - 149. // РЖХимия. - 1958. - 36636.
3. Лабораторные исследования коррозии, вызываемые водой, содержащейся в малосернистой нефти. / Corrosion. - 1957. - Vol.13. - No. 11.—P.69-71. //РЖХимия. - 1959. - 15713.
4. Роднерс В.Ф. Определение величины рН воды нефтяных скважин. / Corrosion. - 1956. - Vol.12. - No. 12. - P. 19 - 25. // РЖХимия. - 1957.
5. Ингибиторы коррозии металлов. Сборник научных трудов МГПИ им. В.И. Ленина (Кафедра общей и аналитической химии) 1979, 123-124с.
6. СаакянЛ.С., Ефремов А.П., Соболева И.А. и др. Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии. Справочник рабочего - М.: Недра, 1985.-С.206.
7. Тюльпаков Д.Б., Биккинеев Р.Х., Галахов М.В. Синтез амидоэфиров фосфорной кислоты на основе фторированных эфиров / РЖХимия. - 1990. - 19Ж464.
8. Микробная коррозия и ее возбудители / Андреюк Е.И., Билай В.И., Коваль Э.З., Козлова И.А. - Киев: Наукова думка. - 1980. - С. 288.
9. Некоторые аспекты борьбы с микробиологической коррозией нефтепромыслового оборудования и трубопроводов / И.В. Стрижевский // Серия «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности». - М.: ВНИИОЭНГ. - 1979. - С. 56.

10. Саакиян Л.С. Ефремов А.П. Защита нефтегазопромыслового оборудования от коррозии. М., Недра, 1982г., 227с.
11. Гетманский М.Д., Еникеев Э.Х. Электрохимические методы подбора и оценки эффективности ингибиторов коррозии для высокоагрессивных сред. М., РНТС ВНИИОНГ. Обзорная информация. «Борьба с коррозией и охрана окружающей среды» 1986, вып.9, 71с.
13. Гоник А.А. Динамика и предупреждение нарастания коррозионности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. Защита металлов, 1998, т.34, №6, 656- 660с. 4с.
14. Медведев А.П. //Безопасность труда в промышленности 1997. №2
15. Иванов Е.С., Завьялов В.В. //III Международный Конгресс «Защита -98». Тез.докл. секция №3. М., июнь (8-11) 1998. 43с.
16. Сорокин Г.М., Ефремов А.П., Саакиян Л.С. Коррозионно-механическое изнашивание сталей и сплавов. Нефть и газ, 2002г 105-165с
17. Причины и предупреждение локальной коррозии нефтепромыслового оборудования. «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности» обзорная информация ВНИИОНГ, М., 1980
18. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
20. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.
21. СП 51.13330.2011. Защита от шума.