Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВЛИЯНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

УДК 622.276.05:620.197(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Филиппов Константин Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Общие по направлению подготовки (специальности)	
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
Р4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
Р5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
Р6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
Р7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений	
Р11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
Р12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
Р13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ _____ _____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Филиппову Константину Андреевичу

Тема работы:

Повышение эффективности мероприятий по снижению влияния коррозионного разрушения объектов добычи нефти на нефтяном месторождении «Х» (Западная Сибирь)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-114/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Процесс коррозии на месторождениях Западной Сибири, научно-техническая документация, научно-техническая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	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 «Х»; защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири; анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири; анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования; современный подход и модернизация защитных систем насосно-компрессорных труб и промыслового оборудования

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	**Консультант**
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Английская часть	Старший преподаватель, Миронова Вероника Евгеньевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Проблемы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования при добыче нефти и газа	
Современный практический подход к защите нефтепромыслового оборудования от коррозионной агрессивности	
Социальная ответственность.	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Analysis of the main regularities and nature of corrosion destruction of oil and gas production facilities at the Urmanskoye field (Western Siberia)	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Филиппов Константин Андреевич		02.03.2020

Обозначения, определения и сокращения

ПЭД – погружной электрический двигатель;

ЭЦН – электрический центробежный насос;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса;

ППД – поддержания пластового давления;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

АСПВ – асфальтосмолопарафиновые вещества;

МРП – межремонтный период скважины;

УДВ – устройство доливки вводов;

ЛКМ – лакокрасочные материалы;

ПРС – подземный ремонт скважин;

МАС – магнитный аппарат скважинный;

ДЦП – диффузионно - цинковое покрытие;

ТУ – технические условия;

УДХ – установка дозирования химического реагента;

ЦА – цементировочный аппарат;

СПО – спуско - подъемные операции;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

ОПИ – опытно - промышленные испытания.

.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, в том числе 15 рисунков, 14 таблиц, 21 источник информации.

Ключевые слова: коррозия, ингибитор коррозии, причины коррозии, методы защиты от коррозии, месторождение, нефть, газ, нефтепромысловое оборудование.

Объектом исследования являются методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования.

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

В процессе исследования были рассмотрены различные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности, охране окружающей среды.

В результате исследования был произведен анализ различных методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на месторождении «Х» (Западная Сибирь). На основании результатов анализа было выявлено, что максимальным положительным эффектом обладает совмещение нескольких методов противокоррозионной защиты.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 10

1. ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА 11

1.1. Виды коррозии и факторы, влияющие на неё 11

1.2. Методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования. 18

1.3. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин 20

1.3.1. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных скважин 20

1.3.2. Способы защиты оборудования для добычи газа и условия их применения 23

1.4. Коррозия оборудования систем поддержания пластового давления 24

1.5. Требования к антикоррозионной защите оборудования при эксплуатации скважин 27

2. СОВРЕМЕННЫЙ ПРАКТИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ 30

2.1 Обзор влияния коррозии на фонд добывающих скважин месторождения «Х»… 30

2.2 Защита нефтепромыслового оборудования от коррозии на месторождениях Западной Сибири 31

2.3 Анализ ингибиторов коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования для геологических условий Западной Сибири 33

2.4 Анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования 37

2.5 Современный подход и модернизация защитных систем насосно-компрессорных труб и промыслового оборудования 47

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 57

4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 70

4.1 Введение 70

4.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 71

4.3 Производственная безопасность 73

4.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению 74

4.3.2 Отклонение показателей климата на открытом воздухе 74

4.3.3 Превышение уровней шума 74

4.3.4 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания 75

4.3.5 Тяжесть и напряженность физического труда 76

4.3.6 Электрический ток 76

4.4 Экологическая безопасность 78

4.5 Требования безопасности в чрезвычайных ситуациях 81

4.6 Выводы по разделу 83

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 84

Список используемых источников: 86

Приложение А 88

ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки месторождений углеводородного сырья огромное значение имеет повышение надежности и долговечности работы нефтегазопромыслового оборудования и промысловых трубопроводов, которое тесно связано с процессом коррозии. Под коррозией понимается самопроизвольно протекающее химическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению свойств этого металла или изготовленной из него металлоконструкции. В таком определении подчеркивается, во- первых, что коррозионный процесс протекает самопроизвольно, то есть без получения энергии извне. Во-вторых, что в основе его лежит химическое взаимодействие металла со средой. Наконец, третий момент, следствием коррозии всегда является изменение свойств металла. Это могут быть химические свойства самого металла (например, переход в окисленное состояние), его механические свойства (пластичность, прочность), эксплуатационные свойства металлоконструкции (несущая способность) и др.

Изменение свойств металлов при коррозии может послужить причиной к разрушению металла или металлоконструкции. Металл, пораженный коррозией, способен еще продлевать эксплуатироваться в течение определенного периода при тщательном контроле состояния коррозии. Использование методов защиты от коррозии обеспечивает удлинить срок службы оборудования, таким образом, сократить расходы на его ремонт и замену. С целью снижения коррозии и обеспечения сохранности нефтегазопромыслового оборудования используется ряд методов, в том числе ингибиторная защита.

1. ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

1.1. Виды коррозии и факторы, влияющие на неё

Наиболее распространенный вид коррозии – ржавление железа. Термин "коррозия" применим к металлам, бетону, некоторым пластмассам и другим материалам, коррозия полимеров называется деструкцией [1]. Кроме коррозии металлические (в частности, строительные) конструкции подвергаются действию эрозии – разрушению поверхности материала под влиянием механического воздействия. Эрозию провоцируют дожди, ветры, песчаная пыль и прочие природные факторы.

Таким образом, коррозия – это физико-химическое взаимодействие металла со средой, ведущее к разрушению металла. В результате коррозии металлы переходят в устойчивые соединения – оксиды или соли, в виде которых они находятся в природе.

Условия протекания процесса коррозии

Среда, в которой металл подвергается коррозии (корродирует) называется коррозионной или агрессивной средой.

Физико-химическая сущность изменений, которые претерпевает металл при коррозии - окисление металла. Любой коррозионный процесс многостадиен:

- необходим подвод коррозионной среды или отдельных ее компонентов к поверхности металла;
- взаимодействие среды с металлом;
- полный или частичный отвод продуктов от поверхности металла (в объем жидкости, если среда жидкая).

Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтепромысловых сред

Показатели, характеризующие коррозионную агрессивность воды:

- тип воды, pH и минерализация;
- содержание кислорода (O_2), сероводорода (H_2S), двуокиси углерода (CO_2);
- содержание ионов железа (Fe^{2+}, Fe^{3+});
- содержание механических примесей;
- наличие коррозионно-опасной микрофлоры.

Коррозия в электролитах

Коррозия металла под действием электролита представляет собой совокупность параллельно протекающих на катоде и аноде электрохимических реакций. На анодных участках атомы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов Fe^{2+}, то есть происходит анодное растворение металла, и процесс коррозии распространяется вглубь металла.

$$Fe - 2e^{-} \rightarrow Fe^{2+} \qquad (1)$$

Влияние углекислого газа и сероводорода

На коррозионную агрессивность нефтепромысловых вод оказывают влияние следующие растворенные в них газы: углекислый газ (CO_2) и сероводород (H_2S).

Углекислый газ в чистом виде как коррозионный агент менее активен, чем в присутствии сероводорода или кислорода. Уже в присутствии каталитических количеств сероводорода скорость углекислотной коррозии возрастает в 3 раза и достигает максимальных значений при соотношении $H_2S:CO_2$ = 1:3. При исследовании совместного влияния кислорода и сероводорода в подтоварных водах Западно-Сибирских месторождений было установлено, что наиболее высокой реакционной активностью обладают среды с содержанием 8 мг/л H_2S и 0,6 мг/л O_2.

Влияние свободного углекислого газа

Огромное влияние на разрушение металла труб коррозией оказывает свободный углекислый газ (CO_2), содержащийся в пластовых водах. При одинаковом значении pH коррозия в углекислотной среде протекает более

интенсивно, чем в растворах сильных кислот.

Синергетическое действие разных газов

Интенсивность коррозии усиливается при наличии в водной среде не только сероводорода, но и хлоридов. Присутствие иона Cl^- вызывает интенсивную локальную коррозию. Главная опасность сероводородсодержащих сред заключается в сопутствующем коррозии усилении «наводораживания» стали, приводящим к охрупчиванию металла и коррозионному растрескиванию оборудования нефтяных и газовых месторождений.

Одновременное присутствие CO_2 и H_2S может привести к синергетическому эффекту и увеличить коррозионную активность в 4 раза. В том случае, когда в такую систему проникает кислород, его синергетический эффект может повысить коррозионную активность в десятки раз. Основными источниками появления кислорода в нефтепромысловых системах являются, например, подсос через негерметичные сальниковые уплотнения центробежных насосов [2].

Влияние содержания механических примесей

Эрозионное действие взвешенных частиц зависит от их природы и состава (песок или глина, окислы или сульфиды железа, соли карбонатов или сульфатов). Эрозия пропорциональна кубу скорости абразивных частиц и зависит от их микротвердости. Сильному коррозионно-абразивному износу подвержены рабочие органы центробежных насосов КНС и ДНС, в которых скорость потока может достигать 40-50 м/сек.

Классификация коррозионных разрушений

Коррозионные процессы классифицируются по видам коррозионных разрушений, типу коррозионных разрушений, характеру взаимодействия металла со средой, условиям протекания процесса.

По характеру взаимодействия металла со средой коррозия подразделяется на следующие типы:

- химическая коррозия – взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают в одном акте;
- электрохимическая коррозия – разрушение металла под действием электролита при протекании двух самостоятельных, но взаимосвязанных процессов – анодного и катодного.

По условиям протекания коррозионного процесса:

- атмосферная (в воздухе, в атмосфере);
- жидкостная (в жидкой среде; в электролитах, не электролитах);
- подземная (под действием растворов солей в почвах и грунтах);
- биокоррозия (под действием микроорганизмов или продуктов их жизнедеятельности);
- электрокоррозия (под действием внешнего источника тока или блуждающего тока);
- щелевая (в узких щелях, зазорах, резьбовых соединениях оборудования, эксплуатирующегося в электролитах, местах неплотного контакта металла с изоляционным материалом);
- контактная (при контакте разнородных металлов в электролите);
- коррозия под напряжением (при совместном воздействии агрессивной среды и механических напряжений);
- коррозионная кавитация (при одновременном коррозионном и ударном воздействие);
- коррозионная эрозия (при одновременном воздействии агрессивной среды и механического износа);
- фреттинг-коррозия (при воздействии агрессивной среды в условиях колебательного перемещения двух трущихся поверхностей относительно друг друга);
- структурная (обусловлена структурной неоднородностью сплава);

- термоконтактная (за счёт температурного градиента, обусловленного неравномерным нагреванием поверхности металла).

По виду разрушения:

- сплошная (общая) коррозия протекает по всей поверхности металла
- местная коррозия локализуется на отдельных участках поверхности.

По типу разрушения:

- коррозия пятнами (диаметр поражений больше их глубины);
- язвенная (глубокое поражение участка поверхности ограниченной площади);
- точечная или питтинговая (малые поперечные размеры при значительной глубине);
- сквозная (разрушение металла насквозь в виде свищей);
- нитевидная (разрушение металла под слоем неметаллических покрытий в виде нитей);
- подповерхностная (начинается с поверхности, но преимущественно распространяется под поверхностью металла, вызывая его вспучивание и расслоение);
- межкристаллитная (разрушение сосредоточено по границам зёрен металла или сплава);
- ножевая (протекает вдоль сварного соединения в сильно агрессивных средах);
- коррозионное растрескивание (протекает при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих остаточных или приложенных напряжениях).

Описание различных коррозионных повреждений

- Сплошная коррозия. Коррозия, захватившая всю поверхность металла, называется сплошной. Сплошная коррозия характеризуется тем, что площадь коррозионного поражения намного превосходит глубину

коррозионного проникновения. Глубина коррозионного проникновения незначительна (0,1 – 0,5 мм/год), поэтому поверхностная коррозия представляет меньшую опасность, чем локальные виды коррозии[3].

Рисунок 1 – Коррозия брони кабеля по бокам

- Коррозия пятнами. Характеризуется небольшой глубиной (до 1,0 мм) коррозионного проникновения и относительно большими по сравнению с глубиной диаметрами (площадями) пораженного участка. Дно пораженного участка обычно плоское, реже рельефное.

Рисунок 2 – Коррозия пятнами

- Язвенная коррозия. Характеризуется тем, что начавшись в одной точке на поверхности металла, идет далее примерно с одинаковой скоростью как вглубь металла, так и на поверхности. Глубина поражения сопоставима с диаметром язвы. Склоны язв хорошо выражены, площадь дна намного меньше площади поверхности. Глубина проникновения от 1 до 5 мм/год.

Рисунок 3 – Язвенная коррозия

- Питтинговая (точечная) коррозия. **Х**арактеризуется большей скоростью распространения вглубь, чем вширь. Глубина проникновения намного больше диаметра основания. Вследствие малого диаметра основания (0,3 – 3,0 мм), глубину проникновения визуально оценить трудно.

Рисунок 4 – Питтинговая (точечная) коррозия внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы

- Мейза-коррозия. Мейза - коррозия характеризуется значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений, которые

перемежаются площадями металла, вообще не затронутыми коррозией (островки). Иногда внутри одной язвы развивается другая язва (т. н. «язва в язве»). Глубина проникновения может доходить до 45 мм/год. В свою очередь мейза-коррозию можно разделить на две разновидности: коррозия в виде плато, когда площади пораженных участков сопоставимы или превышают площадь непораженной поверхности, и коррозию в виде глубоких язв с острыми краями с относительно небольшими площадями поражения.

Рисунок 5 – Мейза-коррозия

1.2. Методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования

В настоящее время в нефтедобыче используются различные методы противокоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования:

- технологические - направленные на корректировку технологии добычи, подготовки и транспортирования водонефтяной эмульсии с целью сохранения первоначально низкой коррозионной агрессивности добываемой продукции;
- методы, связанные с изменением агрессивных свойств самой среды или с удалением из неё компонентов, вызывающих коррозию металла;
- специальные методы, используемые совместно с другими технологическими мероприятиями - применение ингибиторов коррозии,

бактерицидов, защитных покрытий, неметаллических материалов, коррозионностойких металлов и сплавов, электрохимической защиты (катодной, протекторной).

При строительстве новых объектов конкурентно способно использование труб и оборудования с неметаллическими покрытиями, применение коррозионностойких материалов.

Однако на сегодняшний день наиболее приемлемым и экономически оправданным способом защиты является химический метод - ингибиторная защита. Достоинствами метода являются достаточно высокая эффективность, возможность применения без изменения технологии процессов добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, простое аппаратурное обеспечение.

При добыче нефти и газа, наиболее целесообразно применять органические соединения, относящиеся к типичным поверхностно-активным веществам (ПАВ) (дифильного типа, т.е. имеющим ассиметричную структуру), проявляющие в объеме среды и на границе раздела металл-электролит-углеводород комплекс взаимосвязанных объёмно-коллоидных и молекулярно-поверхностных свойств. Эти вещества образуют на поверхности металла адсорбционные слои, экранирующие металл от агрессивного воздействия окружающей среды.

Большинство ингибиторов, используемых в нефтедобывающей промышленности, относятся к производным азот-, серу-, кислород- и фосфорсодержащих высокомолекулярных веществ сложной структуры. Наибольшее распространение среди них получили азотсодержащие соединения с длинными углеводородными цепями.

Так же в нефтегазодобывающей промышленности нашли применение фосфорсодержащие высокомолекулярные ингибиторы коррозии, в частности, соли и амиды фосфорной, фосфоновой кислот [6].

В настоящее время наибольшее распространение получили три способа введения ингибиторов коррозии в агрессивные среды:

- однократная обработка концентрированным раствором ингибитора металлической поверхности для формирования на ней защитной плёнки;
- постоянное либо периодическое дозирование реагента в добываемую или перекачиваемую среду для создания защитной плёнки и непрерывного поддержания её высоких экранирующих свойств;
- закачка раствора ингибитора коррозии в призабойную зону нефтяных скважин, т.е. использование продуктивного пласта в качестве естественного дозатора ингибитора в добываемую жидкость.

Конкретный выбор технологии ингибиторной защиты нефтепромыслового оборудования определяется конструктивными особенностями защищаемых объектов, составом и свойствами коррозионной среды, технологическими характеристиками ингибитора и должен быть обоснован технико-экономическим анализом, лабораторными и опытно-промысловыми испытаниями.

1.3. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных и газовых скважин

1.3.1. Особенности защиты нефтепромыслового оборудования при эксплуатации нефтяных скважин

В практике защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии используются:

- технологические методы, направленные на создание условий эксплуатации месторождений, обеспечивающих наименьшее коррозионное разрушение оборудования;
- неметаллические и металлические защитные покрытия, коррозионностойкие материалы, ингибиторная и электрохимическая (катодная и протекторная) защиты.

По мере увеличения обводнённости, солесодержания и количества взвешенных частиц (КВЧ) продукции скважин возрастает скорость

коррозионного износа подземного оборудования. В последние годы прослеживается тенденция роста количества отказов погружного оборудования добывающих скважин по причине коррозии. Наблюдается коррозия, как внутренней стенки насосно-компрессорных труб (НКТ), так и внешней поверхности корпусов погружных электродвигателей (ПЭД). Коррозия ПЭД является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии. Межремонтный период скважин (МРП), подвергшихся коррозии, варьируется от 27 до 300 суток и составляет в среднем 100 суток при среднем общем МРП - 300 суток. Визуальное обследование коррозионных повреждений подземного оборудования указывает на протекание в скважинах:

– мейза-коррозии, инициированной истиранием защитного покрытия электрического центробежного насоса (ЭЦН) при его спуске в скважину;

– оголившийся в виде продольных полос металл после спуска подвергся интенсивной электрохимической коррозии;

– язвенно-канавочной коррозии, локализованной только на одной стороне корпуса ПЭД протекающей в месте контакта корпуса ПЭД с обсадной колонной.

Рисунок 6 – Коррозия элементов насосного оборудования

Большому коррозионному влиянию подвержены обсадные колонны. Эффективные методы повышения долговечности эксплуатации обсадных колонн - мероприятия по изоляции металла сооружения от непосредственного контакта с окружающими грунтом и пластовыми водами диэлектрическими

материалами. Цементы обеспечивают защиту от коррозии обсадной колонны тем эффективнее, чем большей химической стойкостью они обладают.

Комплекс технологических мероприятий по предотвращению коррозии внутренней и внешней поверхностей обсадных колонн сводится к следующему. Во всех случаях, особенно когда обсадная колонна пересекает агрессивные водоносные горизонты тщательно цементируют затрубное пространство до устья скважины или до башмака предыдущей колонны Для этого используют цемент высокого качества и применяют специальные буферные жидкости с высоким pH или добавляют в них реагенты, связывающие растворенный в воде кислород, например: гидразин. При этом тщательно контролируют качество тампонажных работ. После их окончания и сплошность цементного кольца. При обнаружении перетока воды из одного горизонта в другой принимают все меры к его ликвидации. Защита внутренней поверхности обсадной колонны при добыче сильно агрессивной нефти сводится к мероприятиям, предотвращающим возникновение в межтрубном пространстве большого давления газовой среды, содержащей сероводород или циркуляцию этой среды в скважине. С этой целью в скважине устанавливают пакер или заполняют надпакерное пространство неагрессивной нефтью. Необходимо обратить особое внимание на тщательное свинчивание резьбовых соединений обсадных труб, используя для их герметизации специальные смазки-герметики.

В скважинах, где межтрубное пространство заполнено агрессивной жидкостью, следует разгрузить насосно-компрессорные трубы, посадив их концевую часть на устройство, закрепленное на хвостовике обсадной колонны. Это мероприятие позволяет снизить механическую нагрузку на колонну НКТ и предотвратить их возможный обрыв из-за снижения прочности металла. В нефтяных скважинах, где добывают сероводородсодержащую нефть, особое внимание уделяют выбору стойких в этой среде глубинно-насосных штанг, а также предотвращают спуск в скважины тех штанг, которые имеют внешние и скрытые дефекты изготовления. При свинчивании штанг необходимо обеспечить достаточный натяг и использовать для защиты резьбы и

предотвращения самопроизвольных отворотов штанг графитовые смазки, содержащие противокоррозионные добавки. Эти смазки предотвращают и особый вид ударной гидроэрозии в резьбовых соединениях штанг при работе глубинного насоса.

При газлифтной эксплуатации скважин, где добывают сероводородсодержащую нефть, весьма опасно, с точки зрения коррозии, использовать в качестве рабочего агента воздух, и наоборот, при добыче слабоагрессивной нефти применять сероводородсодержащий газ. При неизбежном использовании этих рабочих агентов следует принять специальные меры для удаления из воздуха влаги и кислорода, а из нефтяного газа - сероводорода.

1.3.2. Способы защиты оборудования для добычи газа и условия их применения

Основные способы защиты оборудования для добычи газа следующие:

- применение оборудования и промысловых трубопроводов, материальное пополнение которых предусматривает повышенную стойкость к коррозионному воздействию:
- использование ингибиторов коррозии:
- подбор рациональной технологии добычи газа (конструкции оборудования): применение защитных покрытий.

Защита оборудования от коррозионного воздействия может осуществляться одним из указанных способов или их совокупностью, что определяется конкретными условиями эксплуатации и экономической целесообразностью.

Значительно снизить требования к коррозионной стойкости сталей или полностью их устранить позволяет применение ингибиторов коррозии.

На месторождениях, содержащих H_2S и CO_2, наиболее приемлема пакерная конструкция скважин. Пакер изолирует межтрубное пространство (между насосно-компрессорной и обсадной трубами), которое заполняется

ингибитором коррозии и снижает растягивающие нагрузки, приходящиеся на колонну насосно-компрессорных труб. Применение специальных пакеров может практически полностью разгрузить колонну и снизить возможность сероводородного растрескивания. В беспакерных скважинах рекомендуется применять трубодержатели. Заполнение межтрубного пространства ингибитором надежно защищает от коррозионных поражений наружную поверхность насосно-компрессорных труб и внутреннюю - обсадных труб.

Процесс сероводородного растрескивания начинает развиваться в местах концентрации растягивающих напряжений. Поэтому правильный выбор типа резьбы и типа соединения максимально устраняет возможность сероводородного растрескивания торцевых концов насосно-компрессорных труб. Наиболее целесообразными считаются утолщения концов труб на высоту нарезки резьбы, безмуфтовое соединение, применение специальных типов резьб. Для устранения утечек газа в затрубное пространство применяют специальные системы уплотнений.

Существенный фактор, влияющий на скорость протекания коррозионных процессов - рациональный выбор диаметра насосно-компрессорных труб, который определяет скорость движения газожидкостного потока. Увеличение диаметра может снизить интенсивность коррозионных разрушений примерно на 30%.

В элементах фонтанной арматуры всевозможные углы на пути прохождения смеси должны быть максимально сглажены.

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/м^3. 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/м^3. Для снижения содержания кислорода в нефтепромысловых водах до 0,05 г/м^3 при плотности орошения 0,014 м^3/м^2 составлен размерный ряд деаэрационных установок производительностью 0,006; 0,012: 0,024 и 0,036 м^3/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 промысловых 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.

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 промысловых

исследований конкретных коррозионно-активных сред и промысловым 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 и эксплуатационными свойствами добываемых флюидов. В таблице 1 приведены некоторые отличия между ингибиторами коррозии для газовых и нефтяных месторождений.

Таблица 1 – 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 месторождения «Х»

На месторождении «Х» 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 2.

Таблица 2 – Сравнительный анализ применения средств защиты от коррозии внутрискважинного оборудования

№	Куст	Скважина	Тип применяемой защиты	Состав подвески	Зона повреждений	Тип коррозионного повреждения
1	4	222	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно - цинковое покрытие	НКТ ДЦП+ УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
2	5	110	Диффузионно -цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)
3	4	230	Диффузионно -цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+НКТ MajorPack +УЭЦН	Коррозионные отверстия	Сквозное отверстие
4	4	227	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия по телу УЭЦН и кабелю	Сквозное отверстие
5	5	234	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 – Е и Р, 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 Томской области со схожими условиями добычи и обеспечивают уменьшение скорости коррозии до 0,03 – 0,05 мм/год. Наиболее эффективными по результатам испытаний на месторождениях Томской области (Герасимовское, Ван-Еганское) 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 (сульфатвосстанавливающими 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 промысловыми 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 ºС. В настоящее время данный способ успешно зарекомендовал себя на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК и ООО «Газпромнефть-Восток» (Чкаловское, Герасимовское).

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

Рисунок 7 – 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 3 – 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

Продолжение таблицы 3:

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 4 – 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 ºС, г/см3	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 ºС, 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, мм2/с, не более	500	500	500
8. Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора при 20 °С, г/м2*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/дм3, %, 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 5 – 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 ºС, г/см3	0,95-1,05 (1,00±5%)	0,93-1,02
3. Вязкость кинематическая при 20 ºС, 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	растворим	
-в нефти	диспергирует	
7. Вязкость кинематическая при минус 40 °С, мм2/с, не более	500	
8. Коррозионная агрессивность товарной формы ингибитора при 20 °С, г/м2*час стали марки Ст.3, не выше	0,089	
9. Содержание ингибитора коррозии в водной фазе	Не нормируется	

Продолжение таблицы 5.

10.Эффективность действия реагента в условиях углекислотной коррозии при удельном расходе 30 мг/дм3, %, не менее	90

2.4 Анализ технологий ингибирования погружного скважинного оборудования

Практика борьбы с коррозией показывает, что наиболее эффективным способом удаления накоплений является ингибирование и подбор необходимого реагента.

Определение содержания ингибитора в закачиваемом растворе либо попутно-добываемой воде производится в соответствии с методами анализа, приведенными в соответствующих технических условиях (ТУ) на реагент. Эффективность ингибиторов коррозии должна быть не менее 90%, т.е. должно быть достигнуто снижение скорости коррозии в 10 и более раз. В случае если эффективность ингибиторной защиты будет недостаточной, необходимо увеличить удельный расход ингибитора, закачать другой ингибитор или изменить периодичность обработки.

Подачу ингибитора коррозии (реагента комплексного действия) в добывающие скважины рекомендуется осуществлять следующими способами [8]:

- Периодическая закачка (задавка) раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта.
- Периодическое дозирование (подача) ингибитора в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ (затрубное пространство скважины).

- Постоянное дозирование (подача) ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью дозировочной установки, установки дозирования химического реагента (УД, УДХ).
- Постоянное дозирование (подача) ингибитора на прием насоса с помощью дозировочной установки (УД, УДХ) и специальных трубок, которые при подземном ремонте устанавливаются с внешней стороны НКТ.
- Непрерывное дозирование растворяемого твердого ингибитора из скважинного контейнера.

Технология задавки ингибитора коррозии в ПЗП.

Технология обработки скважины методом нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта включает следующие последовательные операции:

- выбор ингибитора коррозии и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект;
- расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону, объема воды (нефти) для приготовления 10%-ного раствора ингибитора коррозии и объема продавочной жидкости, нагнетаемой в призабойную зону после раствора ингибитора коррозии;
- спуск технологических НКТ ниже интервала перфорации;
- подъем технологических НКТ на 2-3 м выше кровли интервала перфорации;
- определение приемистости пласта (если она менее 100м^3/сут, то нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону проводить не следует);
- приготовление 100%-ного раствора ингибитора коррозии в бойлере или мерной емкости цементировочного агрегата (ЦА-320);
- нагнетание промывочной жидкости с целью подготовки пласта для введения ингибитора. В качестве промывочной жидкости используются взаимные растворители (WAW85202 (BakerPetrolite), ВР-1 (Экспериментальный завод «НЕФТЕХИМ» и др.), либо водные растворы неионогенных и катионо-активных ПАВ.

Закачку проводят с максимальным расходом закачиваемого взаимного растворителя без гидроразрыва в следующей последовательности:

- к трубному пространству скважины подключают цементировочный агрегат АЦ-32 (ЦА-320) для закачки раствора;
- при открытой затрубной задвижке закачивают кислотным агрегатом промывочную жидкость в требуемом объеме. При открытой затрубной задвижке мы получим только промывку ствола скважины без воздействия на пласт;
- нагнетание основного объема ингибитора проводят введением ингибитора (недостающий объем после закачки взаимного растворителя для вытеснения жидкости глушения из НКТ), закачивают при открытой затрубной задвижке с целью заполнения оставшегося свободного объема НКТ. Далее закачку останавливают, задвижку закрывают и остальные пачки растворов в требуемом объеме закачивают в пласт. Здесь используют 10% раствор ингибитора (в зависимости от прогнозируемого защитного эффекта). Закачку проводят тем же агрегатом с максимальным расходом без гидроразрыва;
- нагнетание продавочного объема жидкости производят с целью проталкивания ингибитора глубже в пласт. Для вытеснения раствора ингибитора рекомендуется использовать 2% раствор KCl при задавке водного раствора ингибитора и дегазированную нефть при задавке органического раствора ингибитора. Закачку осуществляют тем же агрегатом при закрытой затрубной задвижке с максимальным расходом без гидроразрыва;
- реагирование - скважину закрывают на 12-24 часа и прекращают все работы, чтобы ингибитор коррозии адсорбировался на породе пласта;
- поднимают технологические НКТ и спускают подземное оборудование;
- запускают скважину и выводят ее на рабочий режим.

Необходимое количество взаимного растворителя рассчитывают по уравнению:

$$V_{\text{пред.}} = 0{,}3 * h_{\text{перф.}}. \quad (2)$$

где, $V_{пред.}$ – объем взаимного растворителя для промывки пласта, м^3, $h_{перф.}$ – перфорированная мощность пласта, м.

Когда призабойную зону продуктивного пласта используют как естественный дозатор, то, действует эмпирическое правило «одной третьей» [9]. Это правило заключается в следующем: третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии необратимо адсорбируется на породе пласта (при первых нескольких обработках), третья часть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится за первые несколько суток (от 3 до 15) после начала работы скважины и только оставшаяся треть закачанного в пласт ингибитора коррозии выносится длительное время.

Поэтому расчет массы ингибитора коррозии для нагнетания в призабойную зону продуктивного пласта производят по формуле:

$$\mathrm{M}_{инг1} = 3 \cdot \mathrm{C}_{и.к} \cdot \mathrm{Q}_{ж} \cdot \mathrm{T}_{в} \cdot 1000^{-1}. \quad (3)$$

где: $\mathrm{C}_{и.к}$ – концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект, мг/л (примерно г/т); $\mathrm{Q}_{ж}$ – дебит скважины по жидкости, м^3/сут (примерно т/сут); $\mathrm{T}_{в}$ – планируемое время «выноса» ингибитора коррозии из пласта, сут; 1000^{-1} – множитель перевода граммов в килограммы; 3 – коэффициент правила «одной третьей».

Объем продавочной жидкости V, м^3, вычисляется по формуле:

$$V = m \cdot \pi \cdot R^2 \cdot \mathrm{H}_{пл} + V_0 + \mathrm{V}_1 \quad (4)$$

где: m – эффективная пористость продуктивного пласта, доли единицы; R – внутренний радиус проникновения оторочки раствора ингибитора в пласт, м. Принимается в пределах от 1,5-2,0 м и уточняется по результатам наблюдения за продолжительностью выноса реагента; $\mathrm{H}_{пл}$ – мощность пласта, м.; V_0 – объем НКТ, м^3; V_0 – объем эксплуатационной колонны от приема насоса или входа в НКТ до нижних перфорационных отверстий, м^3;

При установке в скважины блок-пачек процесс задавки производится до их установки путем задавки реагента по межтрубному пространству.

Технология периодического дозирования ингибитора коррозии в затрубное пространство скважины.

Технология обработки скважин методом периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин является более простой по сравнению с описанной выше технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта. Отчасти поэтому метод подачи ингибитора в затрубное пространство и распространен более широко. Ингибитор коррозии подают в затрубное пространство скважин также в виде 10% раствора в нефти или воде. Преимущество данной технологии, по сравнению с технологией нагнетания раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта, заключается в том, что обработки можно проводить периодически при эксплуатации скважин, а не только во время подземных ремонтов. Недостатком данной технологии является необходимость более частых (в среднем 1 раз в 30 суток) обработок [10].

Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин решает следующие основные задачи:

- защита от коррозии подземного оборудования скважин с межремонтным периодом более 60-150 суток;
- защита от коррозии обсадной колонны динамического уровня;
- экономия ингибиторов коррозии (за счет отсутствия необходимой адсорбции на породе пласта);

Технология периодической подачи раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин состоит из следующих основных операций:

- выбор ингибитора и определение его концентрации, обеспечивающей в данной системе необходимый защитный эффект;
- расчет массы ингибитора для подачи в затрубное пространство свкажины и расчет объема нефти (воды) для приготовления 10%-ного раствора ингибитора коррозии;
- приготовление раствора ингибитора в бойлере или мерной емкости агрегата ЦА-320;

- подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважин агрегатом ЦА-320 без остановки УЭЦН (при открытой затрубной задвижке).

Расчет массы ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины производят по формуле:

$$\mathrm{M}_{\text{инг2}} = 2 \cdot \mathrm{C}_{\text{и.к}} \cdot Q_{\text{ж}} \cdot T_{\text{о}} \cdot 1000^{-1}. \quad (5)$$

где: $\mathrm{C}_{\text{и.к}}$ – концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект, мг/л (примерно г/т); $Q_{ж}$ – дебит скважины по жидкости, м^3/сут (примерно т/сут); периодичность обработок данной скважины ингибитором коррозии, сут; 1000 – множитель перевода в килограммы; 2 – коэффициент, учитывающий тот факт, что около половины ингибитора коррозии за первые несколько суток.

Для скважин, работающих в режиме ФПЗ, применять данный вариант технологии ингибирования целесообразно по следующим причинам:

- утяжеление раствора ингибитора приведет к несовместимости товарной формы с жидкостью утяжеления и возможному осаждению действующего вещества ингибитора;
- применение продавки в такие скважины резко снизит эффективность технологии из-за быстрого выноса ингибитора.

Технология непрерывного дозирования ингибитора коррозии с помощью УД (УДХ)

При непрерывном дозировании с помощью УД (УДХ) без специальных трубок ввод ингибитора осуществляется непосредственно в затрубное пространство скважины через узел ввода химреагента.

При непрерывном дозировании в затрубное пространство или выкидную линию скважины суточный расход ингибитора коррозии (как правило, товарной формы) рассчитывается по формуле:

$$G = 1000^{-1} \cdot \mathrm{C}_{\text{и.к}} \cdot Q_{\text{ж}}. \quad (6)$$

В течение первых суток ингибитор подается в режиме «ударной дозировки», которая в 2-3 раза превышает оптимальную дозировку. Затем его расход снижается до оптимальной дозировки.

Контроль уровня защиты от коррозии производится на основании установленной периодичности отбора проб жидкости и определения остаточного содержания ингибитора коррозии в воде. По остаточному содержанию ингибитора производится регулировка подачи дозировочного насоса.

Технология непрерывного дозирования с помощью скважинного контейнера

Технологическая схема применения ингибитора в контейнере сводится к следующему: первым в скважину спускается контейнер, затем фильтр (при добыче нефти штанговым насосом или фонтанным способом), затем хвостовик. В конце устанавливается насосное оборудование и колона НКТ.

При применении УЭЦН погружной скважинный контейнер прикрепляется к нижней части УЭЦН, а находящийся в нем реагент, благодаря невысокой растворимости в добываемой продукции, осуществляет защиту всей насосной установки.

После спуска глубинного оборудования и запуска скважины в работу, добываемые флюиды через перфорацию омывают реагент, который, постепенно растворяясь в добываемых флюидах, выносится вместе с продукцией скважины, т.е. происходит его самодозировка. Эффективность действия ингибитора коррозии из скважинного контейнера определяется по увеличению МРП.

Следует отметить, что объем скважинного контейнера ограничен и не все поставщики предоставляют методику определения остаточного содержания ингибитора коррозии, поэтому контроль периода защиты определить практически невозможно. В таблице 6 приведены критерии применимости различных методов защиты от коррозии.

Таблица 6 – Критерии применимости различных методов защиты от коррозии

№	Метод защиты	Критерии применимости
1	Применение низко- и средне-лигированных сталей, сталей с повышенным содержанием хрома	Скорость коррозии (коррозионная агрессивность среды)

2	Применение нержавеющих сталей (содержание хрома 13% и выше)	Нет ограничений
3	Применение стеклопластиковых НКТ	Проведение СПО при *T* не ниже -30^{0}С, Подверженность абразивному износу Особые условия хранения (без воздействия солнечного света)
4	Термодиффузионное цинковое покрытие Neozinc	В кислых и щелочных средах не обладает стойкостью
5	Силикатноэмалевое покрытие	Хрупкость, склонность к скалыванию при деформациях металла НКТ во время спуско-подъемных операций (СПО), особенно в ниппельной части
6	Эпоксидное покрытие	Верхний температурный предел +90^{0}С
7	Полиэфирное покрытие «Аргоф»	Подверженность абразивному износу
8	Полиуретановое покрытие PoiyPlex-P	Нет ограничений*
9	Полифенилсульфидные (ПФС) покрытия	Нет ограничений*
10	Периодическое ингибирование через затруб	Не защищает корпус ПЭД Неприменимо при работе скважины через затруб Риск электрокоррозии
11	Постоянное ингибирование через затруб	Не защищает корпус ПЭД Неприменимо при работе скважины через затруб Риск электрокоррозии Не защищает корпус ПЭД
12	Постоянное дозирование через капиллярную трубку	Необходимость капитального ремонта скважин (ПРС/КРС) для запуска технологии Возможность адресной защиты (включая ПЭД)
13	Задавка ингибитора в пласт	Термостабильность ингибитора Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии
14	Использование пружинного контейнера-дозатора	Необходимость ПРС/КРС для запуска технологии-наличие зумпфа
15	Электрохимическая защита(ЭХЗ)	Для защиты наружной поверхности обсадных труб

Продолжение таболицы 6.

16	Протекторная защита	Применима для защиты УЭЦН
17	Высокоскоростное газопламенное напыление	Для защиты УЭЦН

В процессе проведения обработки контролируются следующие параметры:

- при периодическом дозировании ингибитора в скважину контролируется объем закачанного раствора или ингибитора (один раз по завершении обработки);
- при задавливании ингибитора в пласт контролируется объем закачанного раствора ингибитора (один раз по завершении обработки), объем продавочной жидкости (один раз по завершении обработки), время адсорбции ингибитора (один раз в период запуска скважины на режим).

Систематически определяется (один раз в месяц при задавке в пласт и два раза в месяц при периодической подаче в затрубное пространство) содержание ингибитора в попутно-добываемой воде добывающих скважин.

Определение содержания ингибитора в закачиваемом растворе либо попутно-добываемой воде производится в соответствии с методами анализа, приведенными в ТУ на реагент.

Производительность дозировочного насоса, объем закачанных реагентов контролируется путем измерения уровня раствора мерниками, устанавливаемыми на емкостях с раствором ингибитора, или расходомерами. В случае снижения ингибитора в добываемой воде ниже допустимого минимального уровня технологическая группа нефтепромысла совместно с лабораторией решение о корректировке технологии ингибирования, внеочередной обработке.

Для закачки ингибиторов в скважину используют цементировочные агрегаты. Агрегат цементировочный АЦ-32Уизготавливается на шасси высокой проходимости Урал 4320-1951-60. АЦ-32У предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

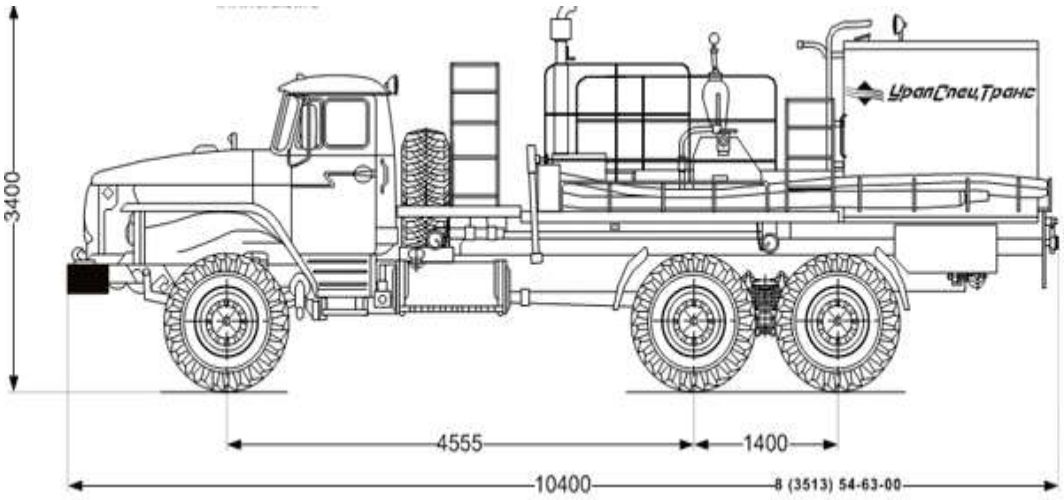

Рисунок 8 – Агрегат цементировочный АЦ-32У

Комплектация:

- поршневой насос высокого давления;
- мерный бак;
- манифольд для обвязки агрегата с устьем скважины.

Таблица 7 – Технические характеристики агрегата цементировочного АЦ-32У

Шасси	**Урал 4320-1951-60**
Колесная формула	6х6
Полная масса, кг	16 100
Снаряженная масса, кг	15 740
Тип насоса	НПЦ-32, поршневой
Полезная мощность, кВт	105
Ход поршня, мм	250
Наибольшее давление, мПа	32

Выводы и рекомендации: эффективность действия реагента определяется путем сравнения МРП скважинного и другого оборудования с применением и без применения реагента с учетом количества подземных и капитальных ремонтов по причине коррозии оборудования, расходов на заменяемое оборудование.

Для контроля скорости коррозии защитного действия реагентов могут использоваться датчики типа Маникюр-Зонд (гравиметрия и метод LPR), установленные на выкидных линиях работающих скважин, а также образцы-

свидетели коррозии: в газлифтных скважинах для этих целей используются ловильные головки газлифтных клапанов, в скважинах ЭЦН-кассеты с образцами, подвешенные на проволоке внутри НКТ.

Эффективность ингибиторов коррозии должна быть не менее 90%, т.е. должно быть достигнуто снижение скорости коррозии в 10 и более раз*. В случае если эффективность ингибиторной защиты будет недостаточной, необходимо увеличить удельный расход ингибитора, закачать другой ингибитор или изменить периодичность обработки.

2.5 Современный подход и модернизация защитных систем насосно-компрессорных труб и промыслового 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 9). 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.

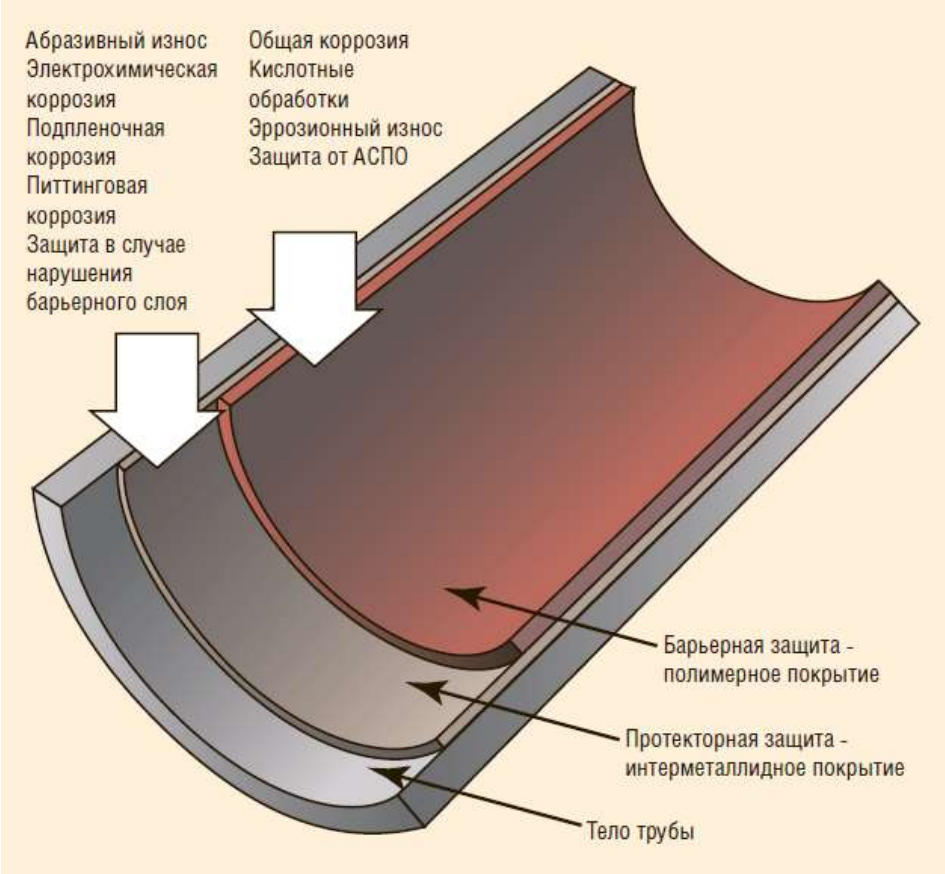

Рисунок 9 – Барьерная и протекторная защита Majorpack

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 отличает высокая адгезия к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердость (в 2,5 раза выше стали N80), а также повышенная стойкость к физическому воздействию. Этот слой наносится на 100% поверхности НКТ – внутри, снаружи, на резьбовые соединения и муфты. Особо следует отметить полную ремонтопригодность НКТ с покрытиями Majorpack.

Таблица 8 – Защитное покрытие Majorpack MPAG96

Ключевые факторы	**MPAG96**
Солевая коррозия	+
Углекислый газ (CO_2)	+
Сероводород(H_2S)	+
Кислотная обработка	+
АСПО	+
Гидрофобность	+
Защита резьбового соединения	+
Температуроустойчивость	>200 ˚С
Адгезия	12 МПа

Флагманское покрытие в линейке нашей компании – Majorpack MPAG96 (рисунок 10). 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).

Рисунок 10 – Защитное покрытие Majorpack MPAG96

Термостойкость покрытия позволяет ему выдерживать рабочие температуры свыше 200°С. 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 месторождении «Х» ООО «Газпромнефть-Восток» 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 ОПИ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Урайнефтегаз») (рисунок 11). 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.

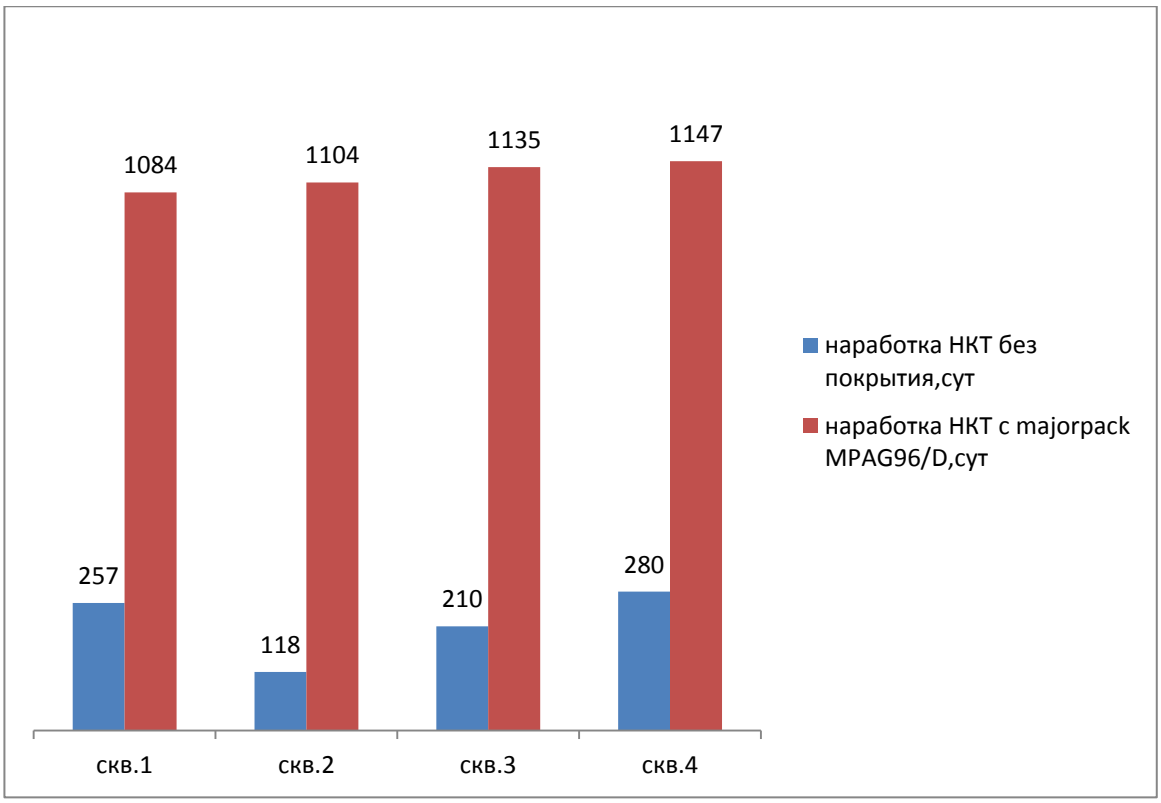

Рисунок 11 – Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPAG96/D в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

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 C) 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 11).

Таблица 9 – Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

Ключевые факторы	MPLAG 96
Солевая коррозия	+
Углекислый газ (CO_2)	+
Сероводород(H_2S)	-
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.

Рисунок 12 – 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 12). Данное покрытие обладает повышенной гидрофобностью и устойчивостью к солевой коррозии. Максимальная рабочая температура применения MPLAG33 составляет 160°С , адгезия к телу трубы – 10 МПа. Испытания технологии проводились в Томской области.

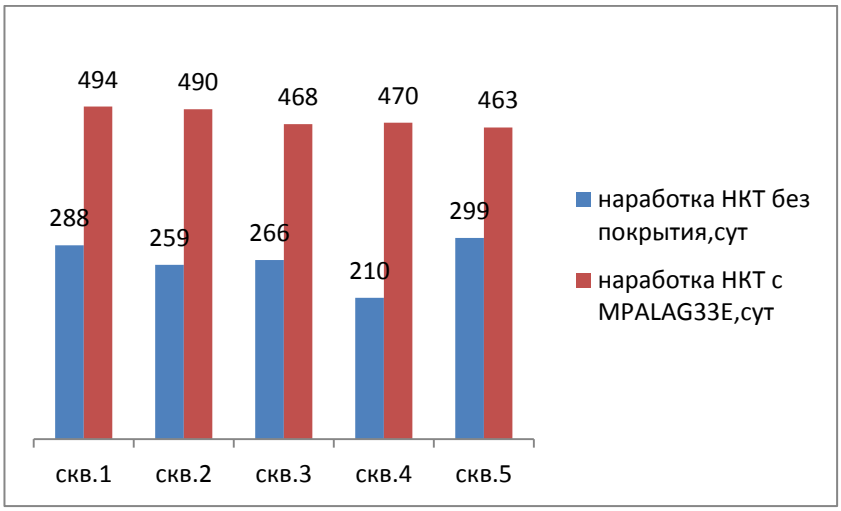

Рисунок 13 – Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPLAG33/E в Томской области

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 (рисунок13). Внутренняя защитная поверхность выполнена из нержавеющей стали, внешний протекторный слой – из интерметаллида.

Рисунок 14 – Дуплексная система защиты НКТ Majorpack 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 интерметаллидного 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 межниппельного пространства от коррозионно-эрозионных явлений.

СТРИМЕР MAJORPACKSTREAMER

Предохранительная деталь MajorpackStreamer (МР «Стример») создана специально для защиты торцевой части ниппеля НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты. «Стример» изготовлен из термостойкого армированного пластика, способного выдерживать температуры от -40 до 250°С. Оборудование адаптировано для треугольной резьбы, популярной в российской нефтедобыче, и может менять ширину в зависимости от ширины межниппельного расстояния (от 21 до 26 мм). Применение МР «Стример» актуально при скоростях потока от 5-10 м/с. Способ установки «Стримера» показан на рисунке 15. Оборудование может также устанавливаться в муфты НКТ в заводских условиях.

Рисунок 15 – Установка 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.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Филиппов Константин Андреевич

Школа	ИШПР	**Отделение**	ОНД
Уровень образования	Магистр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Проведение расчета экономии средств вследствие применение различных способов борьбы с коррозией
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты, материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых отчислений, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономии за счет уменьшения количеств ТиКрс; расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин; расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии.
Перечень графического материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ8Т	Филиппов Константин Андреевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данный раздел (с. 57-67) скрыт, т.к. содержит конфиденциальную информацию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ83	Филиппову Константину Андреевичу

Школа	ИШПР	**Отделение (НОЦ)**	ОНД
Уровень образования	Магистратура	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело (21.04.01)

Тема ВКР:

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВЛИЯНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х» (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является коррозия нефтегазопромыслового оборудования. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для добычи нефти и газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – ГОСТ 12.1.003-2014 Требования безопасности к уровню шума: – Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; – Трудовой Кодекс РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. – ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений:
2.Производственная безопасность: 2.1.Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2.Обоснование мероприятий по	Вредные производственные факторы: – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума и

снижению воздействия	вибрации; – Производственные факторы ,связанные с черезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания – Тяжесть и напряженность физического труда Опасные производственные факторы: – Электрический ток;
3. Экологическая безопасность:	– Оценка и анализ воздействия работ по борьбе с коррозией на атмосферу, гидросферу, литосферу. – Комплекс мер по охране окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; – разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; – взрывопожароопасность Наиболее типичная ЧС – взрыв(его источники, комплекс мер по обеспечению безопасности).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
2БМ83	Филиппов Константин Андреевич		

4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Введение

Объектом исследования являются методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования.

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

В процессе исследования были рассмотрены различные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности, охране окружающей среды.

В результате исследования был произведен анализ различных методов борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на месторождении «Х» (Западная Сибирь). На основании результатов анализа было выявлено, что максимальным положительным эффектом обладает совмещение нескольких методов противокоррозионной защиты.

Изменение свойств металлов при коррозии может послужить причиной к разрушению металла или металлоконструкции. Металл, пораженный коррозией, способен еще продлевать эксплуатироваться в течение определенного периода при тщательном контроле состояния коррозии. Использование методов защиты от коррозии обеспечивает удлинить срок службы оборудования, таким образом, сократить расходы на его ремонт и замену. С целью снижения коррозии и обеспечения сохранности нефтегазопромыслового оборудования используется ряд методов, в том числе ингибиторная защита.

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

4.2 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.

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 междусменного 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.).

При закачке химических реагентов на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

На период тепловой и комплексной обработки вокруг скважины и применяемого оборудования должна быть установлена опасная зона радиусом не менее 50 м. При проведении работ по закачке химических реагентов

необходимо строго следовать правилам, инструкциям и схеме расстановки оборудования.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов. На всех объектах (скважинах, трубопроводах, замерных установках) образование взрывоопасных смесей не допускается, в планах проведения работ необходимо предусматривать систематический контроль газовоздушной среды в процессе работы.

Остатки химических реагентов следует доставлять и собирать в специально отведённое место, оборудованное для уничтожения или утилизации. После завершения закачки кислотных растворов все оборудование и трубопроводы необходимо промыть пресной водой. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Рабочие места операторов должны быть снабжены медицинскими аптечками, запасом чистой пресной воды, нейтрализующими компонентами: мелом, известью, хлорамином, 3% раствором соды; средствами пожаротушения (огнетушители, песок, кошма).

Выкидная линия от предохранительного устройства насоса должна быть жестко закреплена и выведена в сбросную емкость для сбора жидкости или на прием насоса. Вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы. Работы должны выполняться с применением необходимых средств индивидуальной защиты и в соответствии с требованиями инструкции по применению данного реагента.

На месте проведения работ по закачке агрессивных химических реагентов (ингибиторов коррозии) должен быть аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, запас чистой пресной воды и нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны.

4.3 Производственная безопасность

Основным способом борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования на нефтяных и газовых месторождениях месторождений Западной Сибири и месторождении «Х» 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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра-ботка	Изгото-влени	Эксп лу-атаци	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [22].
Превышение уровней шума и вибрации;	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 2015. – 24 с [23]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с [24].
Электрический ток;	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [25].
Превышение вредных веществ в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

.

4.3.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснования мероприятий по их устранению

4.3.2 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.

4.3.3 Превышение уровней шума

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты.

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

При защите нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, уровень шума может достигать до 300 дБА. Превышение допустимых норм шума может происходить из-за работающих машин и механизмов, таких как ЦА-320

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 (2014) 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).

4.3.4 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 (ПДВК), для паров нефти 2100 мг/ $м^3$ (согласно СО 05-06-АКТНП-005-2005).

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

4.3.5 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 ($13^{\underline{00}}$ – $14^{\underline{00}}$) ,а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

4.3.6 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.

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.

4.4 Экологическая безопасность

В ходе проведения мероприятий по защите нефтепромыслового оборудования от коррозии(закачки ингибиторов коррозии) происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. По ориентировочным оценкам, большая часть загрязнения химическими реагентами приходится на литосферу – 70%, 20% фиксируется в и подземных водах и 10% выбросы в атмосферу.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении

Защита атмосферы

Распыление и розлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции и работа двигателей агрегатов сопутствуется выделениями углекислого

газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются:

- исключение случаев выбросов газа и разливов нефти и химических реагентов путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости;
- оперативный сбор разлитой нефти и химических реагентов;
- постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами;
- постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ;
- проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

Защита гидросферы

В ходе работ по проведению защиты оборудования от коррозии (закачка ингибиторов) могут происходить различные воздействия на гидросферу. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, загрязнение поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке ингибиторов коррозии или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защиты гидросферы:

- герметизация всего оборудования и трубопровода;
- полная утилизация промысловой сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт;
- до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость для промывки нагнетательной системы;
- остатки химический реагентов следует собирать и доставлять в специальное место для хранения или утилизации.

Защита литосферы

При проведении закачки ингибиторов в скважину происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по закачке ингибиторов коррозии.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение из-за некачественно проведённых операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Операции по закачке ингибиторов можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

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 капительном 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).

4.5 Требования безопасности 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, газовоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

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.

Наиболее вероятной черезвычайной ситуацией может быть разгерметизации технологического оборудования. При поломке оборудования, угрожающей безопасности работников специализированной бригады по химической обработке скважин, немедленно прекратить работу, доложить руководителю работ и действовать согласно полученным указаниям.

При разрывах трубопроводов нагнетания немедленно одеть СИЗ, выключить подачу химических реагентов и принять меры по недопущению разлива на территории ремонтируемой скважины.

В случае возникновения пожара необходимо:

- прекратить все технологические операции; сообщить о пожаре; отключить электроэнергию;
- принять меры к удалению людей из опасной зоны;
- умело и быстро выполнить обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий;
- изолировать очаг пожара от окружающего воздуха;
- горящие объемы заполнить негорючими газами или паром;
- принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

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.

4.6 Выводы по разделу

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении различных ремонтов скважин, был проведён анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах в скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду. Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Максимизация наработки на отказ промыслового оборудования является одной из приоритетных задач в процессе эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. В условиях осложненной добычи, средняя наработка на отказ в несколько раз ниже заявленного срока службы завода-изготовителя оборудования. Это связано, в том числе и с коррозией.

Как показывает опыт эксплуатации месторождений Западной Сибири с развитой проблемой коррозии, 90 % коррозионных отказов связано с коррозией внутренней поверхности труб НКТ. Коррозия развивается по механизму углекислотной коррозии. Случаи коррозии внешней поверхности НКТ, случаи электрохимической коррозии достаточно редки.

В этих условиях применяемые решения по защите типовые: использование насосно-компрессорных труб в коррозионностойком исполнении приемлемо для большинства случаев скважин коррозионного фонда.

В то же время на практике часто приходится иметь дело с тотальным коррозионным поражением скважин отдельных месторождений. Месторождения, число осложненных скважин которых превышает 5 % от действующего фонда добывающих скважин, считаются месторождениями с массовым распространением проблемы коррозии.

В промысловых условиях процесс коррозии протекает при совместном одновременном действии ряда факторов (осадкообразование, высокая скорость газожидкостной среды, эрозионный износ осадка механическими примесями, появление щелевых локальных зон, изменение температурного режима в зоне ПЭД). Следовательно, скорость коррозии также зависит от совместного влияния множества факторов: гидродинамических (скорость потока, режим течения), химических (ионный состав воды, минерализация, pH, наличие O_2, H_2S), микробиологических, эрозионных, а также напряженно-деформированного состояния металла.

Вопрос разработки мер защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования является немаловажным, так как борьба с коррозией – это продление срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, улучшение технико-экономических показателей добычи и подготовки нефти на промыслах.

Современная защита металлов от коррозии базируется на следующих методах:

- повышение химического сопротивления конструкционных материалов;
- изоляция поверхности металла от агрессивной среды;
- понижение агрессивности производственной среды;
- снижение коррозии наложением внешнего тока (электрохимическая защита).

Выбор метода защиты производится по отношению к каждой скважине индивидуально, с учетом особенностей работы скважины, зафиксированного типа коррозионных разрушений и установленной зоны коррозионных разрушений.

Проблема коррозии внутрискважинного оборудования может не проявлять себя до момента увеличения обводненности продукции, но возможность ее возникновения легко прогнозируется при проектировании.

Таким образом, значительно целесообразнее производить планирование мероприятий по борьбе с возможной проблемой на стадии проектирования. Исходными данными могут являться получение и использование сведений о коррозионной агрессивности компонентов пластовых флюидов.

Список используемых источников:

1. Гречнев Н.П., Кузнецов Н.П. Опыт применения ингибитора коррозии «Север-1» для защиты нефтепромыслового оборудования системы ППД / 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 pH 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. СаакиянЛ.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 амидо-эфиров 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 JI.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.

12. Миронов Е.А. Закачка сточных вод нефтяных месторождений в продуктивные и поглощающие горизонты. М., Недра, 1986, 169с.

13. Гоник А.А. Динамика и предупреждение нарастания коррозивности сульфатсодержащей пластовой жидкости в ходе разработки нефтяных месторождений. Защита металлов, 1998, т.34, №6, 656-660с.

14. Медведев А.П. //Безопасность труда в промышленности 1997. №2 4с.

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: Стандартинформ, 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. Стандартинформ, 1999. – 25 с.

21. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

Приложение А

Analysis of the main regularities and nature of corrosion destruction of oil and gas production facilities at the Urmanskoye field (Western Siberia)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ83	Филиппов Константин Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Никульчиков Андрей Викторович	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Миронова Вероника Евгеньевна			

Introduction

During the last decade companies have dealt with corrosion of the underground equipment. It is well-known that ground facilities have a longer period of usage than underground equipment. Underground facilities usually become unusable and breaks down in the first year of using that is often caused by corrosion.

The main aim of the master's thesis is to analyze the work and forecast the needs of oil companies for materials applied for protecting oilfield equipment from corrosion.

In order to achieve the aim several objectives should be taken into consideration :

- analysis of protective coverage for oilfield equipment
- market analysis of corrosion protection materials
- forecasting the growth of the market corrosion protection materials

The novelty of the work consists in forecasting the modern market corrosion protection materials until 2025. This work has practical significance from an economic point of view, since predicting the market for corrosion protection products can predict the need of oil companies for various materials for protecting oilfield equipment.

While a rusty bicycle produces a squeaky bike-ride, corrosion in an oil-field pipeline can result in a more dangerous and costly outcome. Stakeholders take precautions to eliminate or limit the amount of corrosion in the oil and gas industry that are associated with the oil spill or gas leak potential. Corrosion is a serious threat not only to the assets of oil and gas industry, but to the environment in which we all live.

While rust is the product of the reaction between iron and oxygen in the presence of water, the oil and gas industry encounter a much larger list of environmental factors that serve as serious threats to corrosion. Corrosion in the oil and gas industry, especially in case of oil wells and tubulars, occurs due to such factors as temperature, the presence of carbon dioxide (CO_2), hydrogen sulfide (H_2S), electrolytes (such as those found in brine) and flow conditions. The major forms of

oil-field related corrosion includes sweet (CO_2 corrosion), sour (H_2S corrosion), oxygen, galvanic, crevice, erosion, and microbiologically induced corrosion (MIC) as well as stress corrosion cracking [1].

To prevent such factors from corroding wells and tubulars, the oil-and-gas industry utilizes common methods such as applied coatings, cathodic protection, and the use of corrosion inhibitors to solve the problem described.

It is possible to observe cathodic protection when a zinc rich coating is applied to the surface of steel pipes. Zinc is considered to be a "sacrificial metal" and will corrode before the protected metallic substrate. Furthermore, applied coatings, such as epoxy/polyurethanes, primers, and paints containing anti-corrosive pigments can be used for metallic surfaces to serve as a barrier between the metal and the corrosive environment. Therefore, the rate of corrosion is slowing down.

Despite the efficiency of cathodic protection and applied coatings as methods to mitigate corrosion, the application of corrosion inhibitors is one of the most effective and economically viable methods for the oil-and-gas industry. Corrosion inhibitors are classified as cathodic, anodic, or mixed corrosion inhibitors. Such corrosion inhibitors can be organic or inorganic by nature [2].

Some common inorganic corrosion inhibitors include zinc, sodium sulfite, molybdenum, hydrazine, chromium, and phosphates. Organic corrosion inhibitors are based on a wide range of chemical compounds, including amines, heterocyclics, aromatics, carboxylic acids, sulfur and nitrogen-containing moieties, and can also be incorporated into a coating to increase corrosion resistance. The main principle of these corrosion inhibitors is passivating the anode or cathode on the metal substrate or producing a protective film on the metal surface. Thus, corrosive components are prevented from encountering the metal substrate.

Nitrogen-based surfactants are the most frequently applied corrosion inhibitors in the oil-and-gas industry. The surfactants in coatings are considered to be effective corrosion inhibitors for oil and gas production due to their hydrophilic and lipophilic nature. Painting and coating surfactants partition the oil and water phases scavenging corrosive species or adsorbing to the metal surface producing a protective

film. Such film forming corrosion inhibitors consists of fatty amines/diamines, imidazolines, alkoxylated fatty amines/diamines, amides and quaternary ammonium compounds.

There are many different ways of dealing with corrosion of oilfield equipment. Each method can only be applied to a specific location or a type of corrosion. A lot of attention is paid not only to the study of corrosion processes, but also to its prevention. Thus, it is very important to analyze and forecast the market for anti-corrosion materials, in order to keep track of new and promising materials and methods of protection .

The market value of oil and gas corrosion protection. The rate and trends analysis according to its type, location, sector, and prediction of its segmentation.

Market development prospects

The market value of the global oil and gas corrosion protection was estimated at USD 8.01 billion in 2015 and is expected to experience significant growth over the forecast period, primarily owing to the increasing need for supply infrastructure and transportation in oil and gas industry.

The global market is projected to grow at a CAGR of 4.3%, from 2016 - 2025 to reach USD 12.22 billion by 2025. This growth can be explained by such additional benefits as durability and toughness offered by epoxy based coatings. North America and MEA together account for more than half of the global market size. Rapid technological advancements and infrastructural development in the oil and gas sector will contribute to the increasing fuel demand over the forecast period.

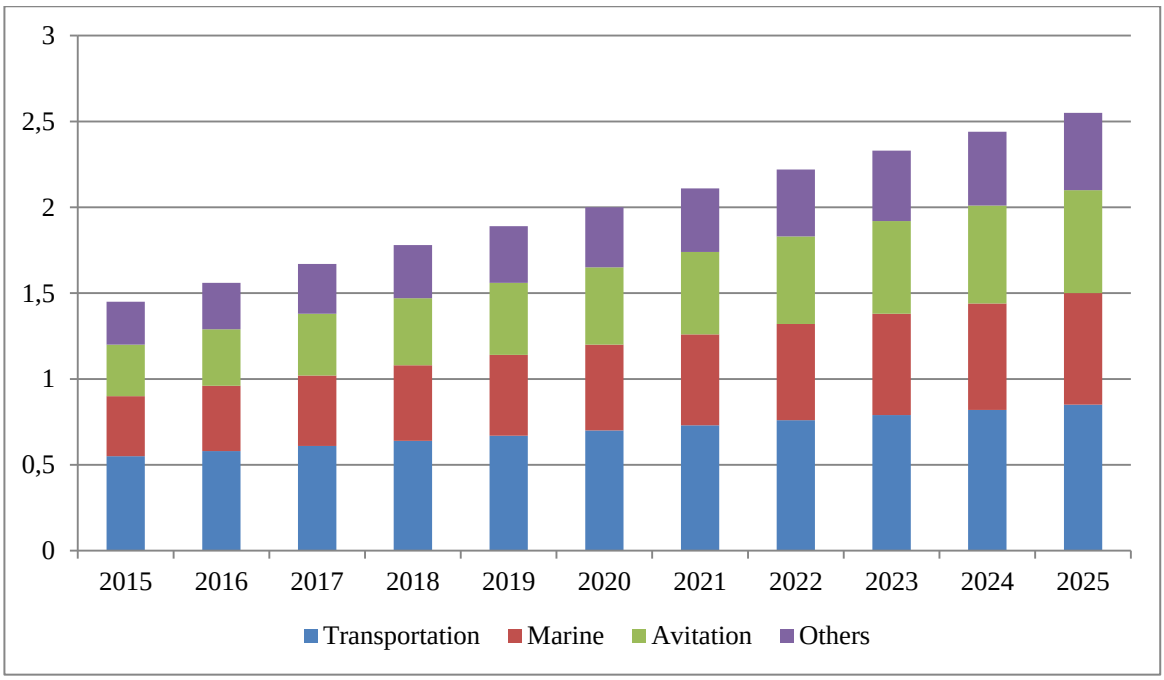

Chart 1 – U.S. oil and gas corrosion protection market according to the type, 2014 - 2025 (USD Billion)

Oil and gas industry consumes these products in both onshore and offshore location for such activities as exploration, transportation, and refining. Protection of the most ferrous components requires protection as they get older and become more vulnerable to the rusty surroundings. For the transportation or supply of products such as natural gas, crude oil, and intermediate products, cheaper way of transportation - pipelines is being increased in past few years and this factor is expected to increase the market growth over the forecast period.

However, the application of corrosion protection products can pose safety and health issues to the operators. Various regulatory bodies such as OSHA, NACE have imposed strict regulations for operators' safety and usage of the products over certain limits. NACE has introduced the standards for the accommodation of methods that qualify the level and quality of coatings applied internally and externally to the pipelines that require repairs.

The oil and gas corrosion protection market has been segmented into different types such as paints, inhibitors, coatings, and others. Coatings segment accounted for the highest share globally with a revenue of USD 2.86 billion in 2015. Moreover, it is expected to remain as the largest segment by 2025. For pipelines and other

components it is possible to use coatings made from various materials including polyurethanes, epoxy, alkyd, and acrylic. Epoxy resin is the most preferable material applied in the process of these coatings manufacturing. Different factors are taken into consideration when epoxy resin based coatings are used: flammability, viscosity, metal type, rate of flow, and physical location.

North America and MEA mainly dominate the regional market, however, major oil and gas exploration markets such as U.S. and Saudi Arabia also play a certain part there. Governmental efforts together with infrastructural developments in these countries are further increasing the market growth in these regions.

The description of the sector

The upstream sector of oil and gas industry involves exploration and production of crude oil and natural gas. These activities primarily include exploratory wells drilling, making requisite operations and bringing natural gas and other products to the ground surface. To carry out these activities efficiently it is necessary to protect various components when they get older. Carbon steel is widely applied in the industry particularly for pipelines and it freely corrodes when coming into contact with water produced with the natural gas and crude oil from underwater reservoirs [3].

The midstream sector consists of crude oil and natural gas transportation. These products are transported by different ways including pipelines, tank cars tankers, and trucks. The outer surface of pipelines or tanks is prevented from the atmospheric corrosion with the help of coatings and cathodic protection.

During the refinery operations in the downstream sector most of the corrosion is caused by the presence of water, H2S, CO2, sulfuric acid and sodium chloride. In downstream, deterioration is caused by curing agents, those are present in crude oil or feedstock and are associated with process or control. To prevent such corrosion, various products are applied including coatings, cathodic protection, inhibitors, and paints.

Regional Insights

The North America and MEA regions are expected to improve the growth of market due to the need for transportation/supply infrastructure and technological innovations for the corrosion detection in such countries as the United States, Canada, UAE, Saudi Arabia and others. The applications of upstream, midstream and downstream in oil and gas sector have been experiencing considerable growth in these countries over the past few years [4].

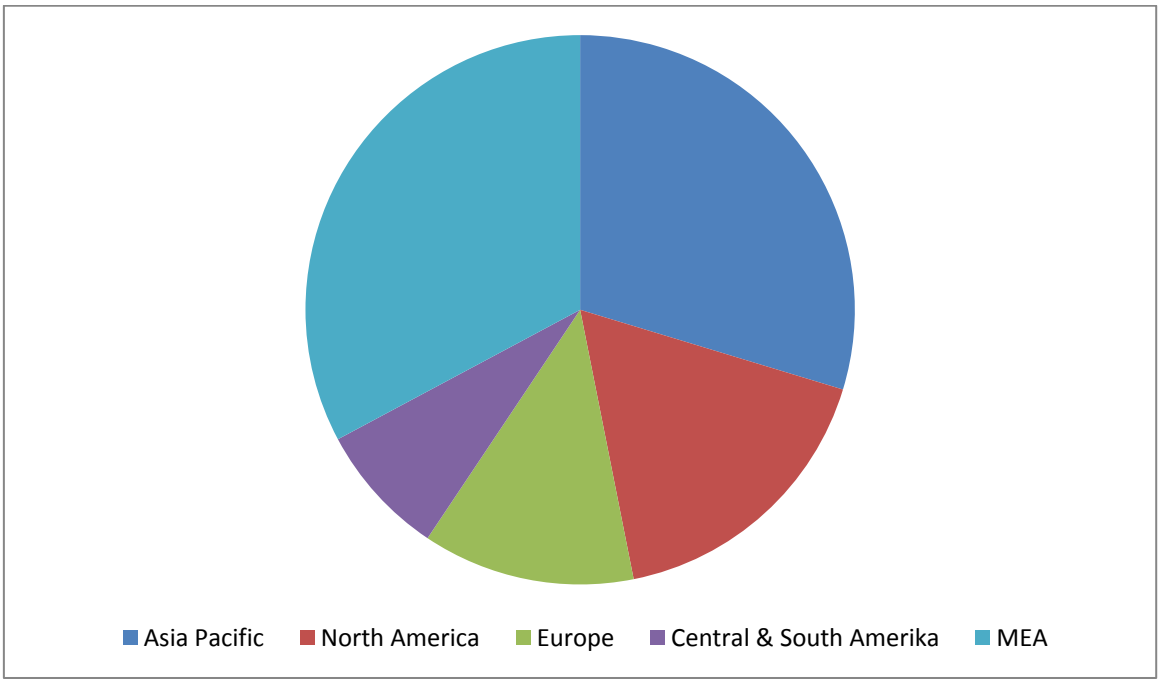

Chart 2 – Global market of oil and gas corrosion protection in different regions, 2015 (%)

In North America the upstream sector is the significant factor enhancing the growth of corrosion protection market in petroleum industry, which is mainly explained by the increasing need for energy in the world. MEA accounted for the USD 2.56 billion in 2015 and, according to projections, between 2016 and 2025 the growth will reach 4.5%. The infrastructural development in such oil producing countries as Saudi Arabia, Kuwait, UAE, and others contribute to the growth of the market over the forecast period.

The market share analysis in terms of oil and gas corrosion protection

The main players in the global market are the 3M Company, Hempel A/S, AkzoNobel N.V, Jotun A/S, Axalta Coating System Ltd., Kansai Paints Co. Ltd.,

RPM International, Inc., Aegion Corporation, The Sherwin-Williams Company, Ashland Inc., and BASF SE. The industry is characterized by mutual interaction because they are focusing on increasing their market influence. In 2016 AkzoNobel acquired BASF India's industrial coatings business helping the company to focus on decorative paints business and its coating businesses [5].

Table 1 – Report

Criteria	**Details**
Base year for estimation	2016
Estimates/ historic data	2014 & 2015
Forecast period	2017 - 2025
Market representation	Market revenue in USD Million and CAGR from 2016 to 2025
Regional scope	North America, Europe, Asia Pacific, Central and South America & MEA
Country scope	U.S., Russia, Norway, UK, China, India, Australia, Brazil
Report coverage	Revenue forecast, competitive landscape, growth factors and trends
15% free customization scope (equivalent to 5 analyst working days)	If you need specific market information, which is not currently within the scope of the report, we will provide it as a part of customization

Segments Covered in the Report

This report forecasts revenue growth at global, regional and national levels and provides an analysis of industry trends in each of the sub-segments within the period from 2014 to 2025. For the purpose of this study, Grand View Research has segmented the oil and gas corrosion protection market on the basis of the following aspects: the type, the location, the sector and the region:

Type Outlook (Revenue, USD Million; 2014 - 2025)

- Coatings
- Paints
- Inhibitors
- Others

Location Outlook (Revenue, USD Million; 2014 - 2025)

- Offshore
- Onshore

Sector Outlook (Revenue, USD Million; 2014 - 2025)

- Upstream
- Midstream
- Downstream

Regional Outlook (Revenue, USD Million; 2014 - 2025)

- North America
  - U.S.
- Europe
  - Russia
  - Norway
  - UK
- Asia Pacific
  - China
  - Australia
  - India

- Central and South America
    - Brazil
- Middle East and Africa

Conclusion

Maximizing the failure time of field equipment is one of the principal tasks in the operation of oil, gas and gas condensate fields. In conditions of complicated production, the average time to failure is several times lower than the declared service life of the equipment manufacturer that is caused by corrosion (apart from other factors).

The problem of developing measures for protection of oilfield equipment from corrosion is essential, since the fight against corrosion should extend the service life of oil and gas field equipment, reduce operating costs for its repair, and improve the technical and economic indicators of oil production and treatment in the fields.

The choice of the protection method is made in relation to each well individually, taking into account the characteristics of the well operation, the fixed type of corrosion damage and the established zone of corrosion damage.

The market of industrial corrosion protection coverage has shown positive growth dynamics in recent years. Every year, the demand is growing, and new competitive products appear. The problem of corrosion in the oil and gas industry has been and remains important for many years. As the research shows, the market will only progress in the future, and the need will grow for anti-corrosion materials.

REFERENCES

1. Roberge PR (2000) Handbook of corrosion engineering. McGraw-Hill, New York

2. Kermani MB, Smith LM (1997) CO2 corrosion control in oil and gas production: design considerations. The Institute of Materials, European Federation of Corrosion Publications, London

3. Champion Technologies (2012) Corrosion mitigation for complex environments. Champion Technologies, Houston

4. Corbin D, Willson E (2007) New technology for real-time corrosion detection. Tri-service corrosion conference, USA

5. Lusk D, Gupta M, Boinapally K, Cao Y (2008) Armoured against corrosion. Hydrocarb Eng 13:115–118

6. Oyelami BO, Asere AA (2011) Mathematical modelling: An application to corrosion in a petroleum industry. NMC Proceedings Workshop on Environment. National Mathematical Centre, Abuja, Nigeria.