

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

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

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276:620.193(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

### 21.03.01 Нефтегазовое дело

#### ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

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

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

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

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

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2023 №62-84/С

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--------------------------------------------	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технической, технологической и нормативной информации по физико-химическим методам борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Общие сведения о осложнениях в работе погружного оборудования и насосно-компрессионных труб, определение наиболее эффективного и экономически выгодного метода борьбы с осложнениями при эксплуатации высокообводнённых скважин, социальная ответственность при работе с химическими реагентами, экономическая эффективность от внедрения специального погружного клапанного оборудования.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Социальная ответственность	старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	доцент, к.э.н. Маланина Вероника Анатольевна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	06.03.2023
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			06.03.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич		06.03.2023

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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа 3-2Б8Г1	ФИО Цой Борис Анатольевич
-------------------	------------------------------

Тема работы:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2023	Особенности эксплуатации скважин в условиях высокой коррозионной агрессии	20
24.04.2023	Обоснование применения технологических и технических решений при высокой коррозионной агрессивности	46
28.04.2023	Комплексное решение по выбору технологии борьбы с коррозионной агрессивностью (выводы и рекомендации)	4
18.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	16
05.06.2023	Социальная ответственность	14

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			06.03.2023

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		06.03.2023

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич		06.03.2023

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 страниц, в том числе 35 рисунков, 30 таблиц. Список литературы включает 34 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, коррозия, ВПП, заводнение, нагнетательная скважина, интенсификация, нефтеотдача, фильтрация, пропласток.

Цель работы – повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин, работающих в условиях коррозионной агрессивностью на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования проводилось сравнение, исторический анализ, системный анализ.

Информационной базой для написания выпускной квалификационной работы послужила научная и учебная литература, нормативно-правовые акты различной юридической силы, официальные информационные и статистические материалы различных министерств и ведомств, ресурсы интернета.

В результате исследования будет достигнута цель исследования: в работе были рассмотрены основы теории коррозии, было уделено внимание различным классификациям коррозионных процессов. Более подробно был освещен вопрос возможных причин протекания коррозионных процессов на поверхности глубинно-насосного оборудования (таких, как содержание агрессивных компонентов в добываемом флюиде, обводненность скважин).

### **Задачи исследования.**

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать возможные причины высокой коррозии внутрискважинного оборудования в процессе эксплуатации нефтяных скважин.
2. Рассмотреть методы комплексной борьбы с образованием коррозии у отечественных и зарубежных компаний.
3. Исследовать влияние воды на скорость образования коррозии, а также на защитное действие ингибитора коррозии.

## **Анализ технологической части.**

Борьба с коррозией – это не только продление срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижение эксплуатационных затрат на его ремонт, подготовки нефти на промыслах и улучшение технико-экономических показателей добычи. Но также это охрана окружающей среды, рек и водоемов от загрязнения газом, нефтью и сопутствующими отходами при добыче нефти, например, сточной водой.

Борьба с коррозией нефтегазопромыслового оборудования осуществляется в нескольких направлениях:

- применение полимерных материалов;
- нанесение лакокрасочных и стойких металлических покрытий на поверхность защищаемого металла;
- применение ингибиторов коррозии;
- применение стойких к коррозии металлических сплавов, на основе нержавеющей сталей.

Известные в настоящее время методы противокоррозионной защиты подразделяются:

- на специальные;
- на технологические.

При решении вопроса о выборе метода защиты от коррозий необходимо учитывать и наличие в добываемой продукции скважин химических реагентов, применяемых для интенсификации добычи газа и нефти, увеличения нефтегазоконденсатной отдачи пластов, ингибиторов солепарафиновых отложений, агрессивность добываемой продукции, а также технико-экономическую целесообразность их применения.

К технологическим методам защиты оборудования и трубопроводов от коррозий относятся мероприятия предупредительного характера, направленные на сохранение первоначально низких коррозионных свойств среды. Технологические методы носят комплексный характер и приемлемы на всех объектах. Основные противокоррозионные мероприятия этого метода:

- использование закрытых систем сбора при добыче и переработке нефти;



- по возможности создание стабильных термодинамических условий;
- создание режима дисперсно-кольцевого течения потока;
- предупреждение смешивания сероводородсодержащей продукции скважин с той, в которой он отсутствует.

В дальнейшем возможна дальнейшая работа над более глубоким исследованием данной проблемы.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
Обозначения, определения и сокращения.....	15
1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИИ.....	17
1.1. Классификация типов коррозионных разрушений на месторождениях Западной Сибири .....	17
1.1.1 Сплошная коррозия.....	17
1.1.2 Избирательная коррозия.....	18
1.1.3 Подповерхностная коррозия .....	19
1.1.4 Местная коррозия (пятнами, язвами, точками).....	20
1.1.5 Мейза-коррозия .....	21
1.1.6 Щелевая коррозия .....	22
1.1.7 Межкристаллитная коррозия .....	24
1.1.8 Коррозионное растрескивание.....	25
1.2 Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтепромысловых сред 27	
1.2.1 Воздействие сероводорода на металл .....	28
1.2.2 Воздействие углекислого газа на металл.....	30
1.2.3 Влияние воды на металл.....	31
1.2.4 Влияние скорости потока .....	31
1.3 Обзор проблемы коррозии подземного оборудования скважин .....	32
2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ.....	38
2.1. Анализ покрытий насосно-компрессионных труб.....	38
2.1.1 Диффузно-цинковое покрытие насосно-компрессионных труб.....	38
2.1.2 Насосно-компрессорные трубы из стали мартенситного класса, содержащих 13% хрома.....	46
2.1.3 Внутреннее полимерное покрытие серии ТС3000 .....	54
2.1.4 Насосно-компрессорные трубы с покрытием ДЕЛЬТА5+ .....	59
2.1.5 Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии MAJORPACK.....	62
2.2 Технологии борьбы с коррозионной агрессивностью .....	68
2.2.1 Контейнер «Трил-К» (коррозия) .....	68

2.2.2 Анализ способов ингибирования скважин.....	70
2.3 Расчет потребностей в материально-технических ресурсах для организации защиты внутрискважинного оборудования от коррозии.....	73
2.3.1 Расчет потребности ингибиторов для защиты скважин от коррозии.....	73
2.3.2 Расчет потребности труб НКТ в коррозионностойком исполнении .....	75
3.КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТЬЮ (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ).	77
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».....	79
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	81
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	81
4.1.1 Цели и актуальность проекта .....	81
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	82
4.1.3 SWOT-анализ .....	83
4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....	87
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	87
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	88
4.3 Бюджет научно-технического исследования .....	90
4.3.1 Материальные затраты.....	91
4.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ.....	91
4.3.3 Заработная плата исполнителей .....	92
4.3.4 Дополнительная заработная плата.....	93
4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды.....	94
4.3.6 Накладные расходы.....	94
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	95
ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ» .....	98
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	101
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	101
5.2 Производственная безопасность .....	103
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	105

5.3.1 Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека .....	105
5.3.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;.....	106
5.3.3 Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения.....	108
Повышенный уровень шума .....	108
5.3.5 Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека.....	109
5.3.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током .....	110
5.3.7 Взрыво – и Пожароопасность .....	111
5.4 Экологическая безопасность .....	113
5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	115
Выводы по разделу .....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
Список используемых источников: .....	119

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовое производство представляет собой составную часть топливно-энергетического комплекса России и на сегодняшнее время задает развитие многих отраслей промышленности. Использование всех составляющих ресурсов газа и нефти – одна из самых важных стратегических задач промышленной безопасности Российской Федерации.

Анализ работы внутрискважинного оборудования на нефтяных месторождениях позволяет сделать заключение о высокой актуальности выбранного направления исследований, особенно при условии ухудшение структуры запасов нефтегазодобывающих компаний, наряду с общей тенденцией старение фонда скважин. Публикации по теме в отраслевой отечественной и зарубежной литературе свидетельствуют, что проблема преждевременного отказа внутрискважинного оборудования по причине его коррозионного разрушения существует практически во всех нефтедобывающих регионах, несмотря на различные условия добычи, эксплуатации оборудования, состав добываемой продукции.

Среди множества факторов, оказывающих негативное воздействие на состояния погружных металлических конструкций, коррозионный фактор не является определяющим. Предполагаемый срок эксплуатации глубинного оборудования, относительно наземного оборудования, невелик. Погружное оборудование выходит из строя гораздо чаще, чем наземное, для которого коррозионный износ является одной из решающих причин выхода из строя. На состояние и исправность подземного оборудования больше влияют факторы солеотложение и засорение механическими примесями.

Однако, всё чаще причиной отказа скважин становится коррозионные процессы, разрушающие глубинное оборудование. Коррозия оборудования связана с воздействием сразу нескольких факторов- повышением обводненности продукции скважин, увеличением выноса солей и механических примесей, повышением скорости движения пластовой жидкости, увеличением токов и напряжения в кабельных линиях и глубинных двигателях.

Финансовые потери, связанные с коррозионным износом оборудования составлены не только расходами на ремонт и замену дорогостоящих деталей, но, так же, с уменьшением объёмов добычи нефти в период ремонта. На некоторых предприятиях коррозия глубинно-насосного оборудования является причиной примерно 70% отказов скважин, вышедших из строя по причине коррозии.

Поэтому повышения эксплуатационного срока скважинного оборудования невозможна без защиты оборудования от коррозии. Однако для обоснования выбора методов защиты оборудования необходимо применения научных подходов при изучении видов и причин коррозии.

В данной работе будут рассмотрены основные характеристики коррозионных процессов, их классификации по видам коррозионных разрушений, характеру взаимодействия металла со средой, условиями протекания. Так же, внимание будет уделено свойствам, причинам и особенностям протекания коррозионных процессов глубинно-насосного оборудования.

## Обозначения, определения и сокращения

**АГЗУ** -автоматизированная групповая замерная установка

**АСПО** -асфальтосмолопарафиновые отложения

**ВНО** -внутрискважинное оборудование

**ГДИ** - гидродинамические исследования скважин

**ГЖС** - газожидкостная смесь

**ГИС** - геофизические исследования скважин

**ГНО** - глубинно-насосное оборудование

**ГРП** - гидравлический разрыв пласта

**ГТМ** - геолого-технические мероприятия

**ДВМ** - методика по Де Ваарду-Милльямсу

**ДВМсп** - методика по Де Ваарду - Милльямсу с поправкой

**ДВЛ**- по Де Ваарду – Лотцу

**ДВЛД**- по Де Ваарду – Лотцу – Дагстаду

**ИК** - ингибитор коррозии

**КИН** - коэффициент извлечения нефти

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**МЛ** - методика по методике Маркина – Легезина

**МРП** - межремонтный период

**НКТ** - насосно-компрессорная труба

**ННО** - наработка на отказ

**ОПИ** - опытно-промышленные испытания

**ПЗП** - призабойная зона пласта

**ППД** - поддержание пластового давления

**ПРС** - подземный ремонт скважин

**ПЭД** - погружной электродвигатель

**СВБ** - сульфатовосстанавливающие бактерии

**скв.** - скважина

**СПО** - спускоподъемная операция

**СУ** - станция управления

**ТЭО** - технико-экономическое обоснование

**УДР** - установка для дозирования реагента

**УЭЦН** - установка электроцентробежного насоса

**ЧРП** - частотно-регулируемый преобразователь



# **1 ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИИ**

## **1.1. Классификация типов коррозионных разрушений на месторождениях Западной Сибири**

### **1.1.1 Сплошная коррозия**

Если коррозия охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется сплошной коррозией. К сплошной коррозии относится разрушение металлов и сплавов под действием кислот, щелочей, атмосферы. Сплошная коррозия может быть равномерной (рисунок 1), т. е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, и неравномерной (рисунок 1), когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности неодинакова. Примером равномерной коррозии может служить коррозия при взаимодействии меди с азотной, железа - с соляной, цинка - с серной кислотами, алюминия - с растворами щелочей. В этих случаях продукты коррозии не остаются на поверхности металла. Аналогично корродируют железные трубы на открытом воздухе (атмосферная коррозия). Это легко увидеть, если удалить слой ржавчины; под ним обнаруживается шероховатая поверхность металла, равномерно распределенная по всей трубе. Основным фактором, определяющим механизм и скорость атмосферной коррозии, является степень увлажненности поверхности корродирующих металлов. По механизму протекания процесса атмосферная коррозия подразделяется на электрохимическую (мокрую и влажную атмосферную коррозию) и химическую (сухую)[1].

Механизм сухой атмосферной коррозии металлов аналогичен химическому процессу образования и роста на металлах пленок продуктов коррозии. Процесс сухой атмосферной коррозии металлов сначала протекает быстро, но с большим торможением во времени так, что через некоторое время, порядка нескольких или десятков минут, устанавливается практически постоянная и очень незначительная скорость, что обусловлено невысокими температурами атмосферного воздуха. Так образуются на металлах в кислороде или сухом воздухе тонкие окисные пленки, и поверхность металлов тускнеет.

Если в воздухе содержатся другие газы, например, сернистые соединения, защитные свойства пленки образующихся продуктов коррозии могут снизиться, а скорость коррозии в связи с этим несколько возрасти. Однако, как правило, сухая атмосферная коррозия не приводит к существенному коррозионному разрушению металлических конструкций. Мокрая атмосферная коррозия металлов по своему механизму приближается к электрохимической коррозии при полном погружении металла в электролит. Видимая пленка влаги на поверхности металла, приводящая к протеканию мокрой атмосферной коррозии, возникает в результате непосредственного попадания электролита на поверхность металла (дождь, обливание конструкции водой или другим электролитом) или физической капельной конденсации влаги, которая происходит при относительной влажности воздуха, близкой к 100%.

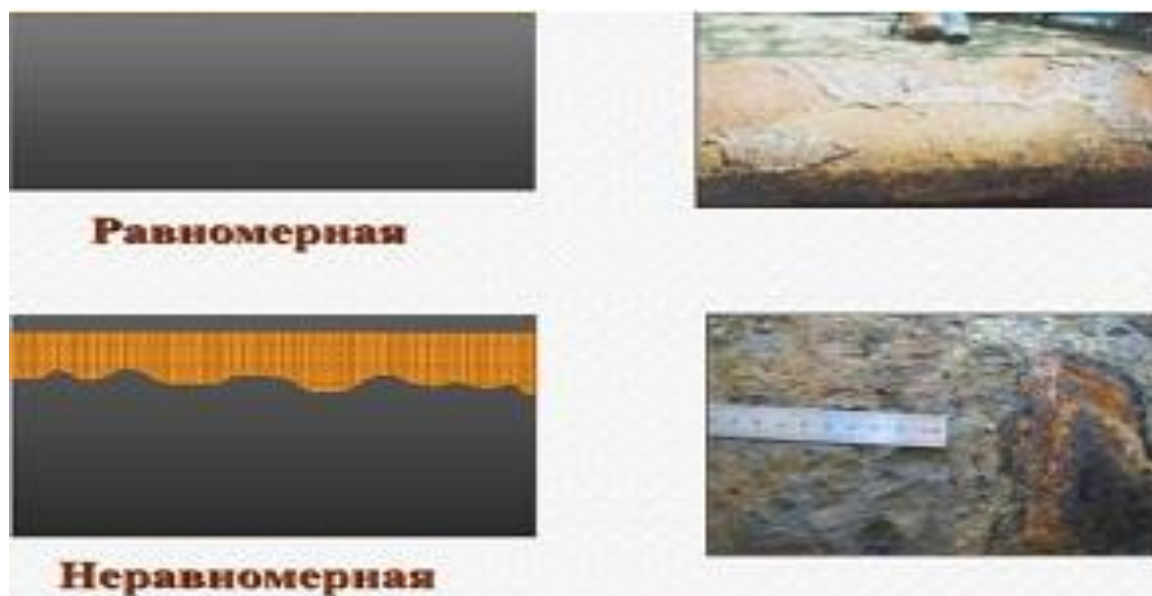


Рисунок 1 – Сплошная коррозия

### 1.1.2 Избирательная коррозия

Сплавы некоторых металлов подвержены избирательной коррозии (рисунок 2), когда один из элементов или одна из структур сплава разрушается, а остальные практически остаются без изменений. При соприкосновении латуни с серной кислотой происходит компонентно-избирательная коррозия - коррозия цинка, а сплав обогащается медью. Такое разрушение легко заметить, так как происходит покраснение поверхности изделия за счет увеличения концентрации меди в сплаве. При структурно-избирательной коррозии происходит

преимущественно разрушение какой-либо одной структуры сплава, так, например, при соприкосновении стали с кислотами феррит разрушается, а карбид железа остается без изменений. Этому виду коррозии особенно подвержены чугуны.



Рисунок 2- Избирательная коррозия

### 1.1.3 Подповерхностная коррозия

Подповерхностная коррозия (рисунок 3) начинается с поверхности металла в тех случаях, когда защитное покрытие (пленки, оксиды и т. п.) разрушено на отдельных участках. В этом случае разрушение идет преимущественно под покрытием, и продукты коррозии сосредотачиваются внутри металла. Подповерхностная коррозия часто вызывает вспучивание и расслоение металла. Определить ее возможно только под микроскопом [1].

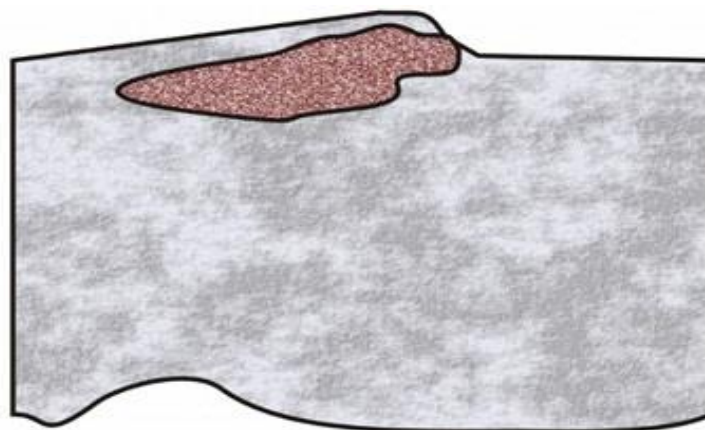


Рисунок 3 - Подповерхностная коррозия

#### **1.1.4 Местная коррозия (пятнами, язвами, точками)**

При местной коррозии на поверхности металла обнаруживаются поражения в виде отдельных пятен, язв, точек (рисунок 4). В зависимости от характера поражений местная коррозия бывает в виде пятен, т. е. поражений, не сильно углубленных в толщу металла; язв - поражений, сильно углубленных в толщу металла; точек, иногда еле заметных глазу, но глубоко проникающих в металл. Точечная (питтинговая) коррозия (рисунок 5) наблюдается у металлов и сплавов в пассивном состоянии, когда коррозии со значительной скоростью подвержены отдельные небольшие участки поверхности, что приводит к образованию глубоких поражений - точечных язв, или питтингов. Коррозионное разрушение этого типа бывает у хромистых и хромоникелевых сталей, алюминия и его сплавов, никеля, циркония, титана в средах, в которых наряду с пассиватором - окислителем присутствуют активирующие анионы, например, в растворах NaCl, в морской воде, в растворах хлорного железа, в смесях соляной и азотной кислот и др. Увеличение содержания хрома и никеля повышает стойкость сталей к точечной коррозии. Питтинг возникает в слабых местах пассивной пленки по достижении определенного потенциала (потенциала питтинго-образования) за счет окислителя или анодной поляризации в присутствии активирующих ионов в растворе, которые вытесняют адсорбированный кислород или, взаимодействуя, разрушают окисную пленку. Местное ослабление пассивности может быть обусловлено неоднородностью структуры металла (интерметаллические и другие включения), случайными механическими повреждениями в защитной пленке и другими причинами. Рост питтинга происходит вследствие интенсивного растворения защитной пленки, что приводит к сильному возрастанию скорости анодного процесса в нем (активационный режим роста питтинга), которое со временем падает в связи с расширением поверхности питтинга и возникающими диффузионными ограничениями (диффузионный режим роста питтинга). Для защиты металлов от точечной коррозии применимы следующие методы:

1) выбор стойких против точечной коррозии материалов: высокохромистых сталей, хромоникелевых сталей с молибденом или кремнием (закаленных на аустенит), титана;

2) катодная и анодная (в присутствии ингибирующих анионов) электрохимическая защита;

3) введение в замкнутые системы ингибиторов точечной коррозии: нитратов, хроматов, сульфатов, щелочей [1].



Рисунок 4 - Местная коррозия (пятнами, язвами)



Рисунок 5 - Местная коррозия (точками)

### 1.1.5 Мейза-коррозия

Мейза-коррозия (mesacorrosion) означает протекание коррозии с распространением ее очага, как в глубину, так и по плоскости. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой, т.е. «язвы в язве».

Мейза-коррозия (рисунок 6) представляет собой процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлами,

например, между броней кабеля и корпусом ЭЦН или телом НКТ. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения как корпуса ЭЦН (в виде язв, расположенных цепочкой, или язв, слитых воедино), так и брони кабеля. Так, в качестве материала для изготовления брони кабеля используют оцинкованную или нержавеющую сталь [2].

Скорость мейза-коррозии может достигать 8–10 мм/год. Мейза-коррозия характерна для месторождений, где наблюдается высокий вынос абразивных частиц, повышенное содержание CO<sub>2</sub> и очень высокие скорости потока. Без применения защитных покрытий корпусов ПЭД на многих скважинах этого месторождения развитие мейза-коррозии приводит к сквозным повреждениям уже через 3–6 месяцев.



Рисунок 6 – Мейза – коррозия

### 1.1.6 Щелевая коррозия

Щелевой коррозией (рисунок 7) принято называть усиленное коррозионное разрушение металла конструкций в щелях и зазорах между металлами (в резьбовых и фланцевых соединениях конструкций и др.), а также в местах неплотного контакта металла с прокладочными материалами, а в морских условиях - между обрастающими организмами и обшивкой корабля. Щелевая коррозия наблюдается не только при погружении металла в электролит, но и в атмосферных условиях. Щелевая коррозия может существенно ухудшить работу металлической конструкции. Наибольшей чувствительностью к щелевой коррозии обладают пассивирующиеся металлы (хромистые и хромоникелевые стали, алюминиевые сплавы), что связано с их возможной активацией в щелях.

Объяснение щелевой коррозии как результата работы пары неравномерной аэрации является упрощенным, так как щелевая коррозия наблюдается и в кислых электролитах, и в растворах, не содержащих кислорода.

Для коррозии в узких зазорах - щелях характерны пониженная концентрация в них окислителей (кислорода и других) по сравнению с концентрацией в объеме раствора вне щели и затрудненность отвода продуктов коррозии, в результате накопления которых и их гидролиза возможно изменение рН раствора в щели и кинетики анодного и катодного процессов коррозии металла в щели.

Затрудненность доставки в щель окислителя - катодного деполяризатора (которая в достаточно узких щелях может быть чисто диффузионной), затрудняет протекание катодного процесса, увеличивая его поляризуемость. Уменьшение рН среды за счет гидролиза продуктов коррозии облегчает протекание анодного процесса, уменьшая его поляризуемость (облегчая ионизацию металла и затрудняя образование защитных пленок), что приводит к усиленной работе макропары: металл в щели (анод) - металл открытой поверхности (катод). Щелевая коррозия при атмосферной коррозии металлов обусловлена капиллярной конденсацией влаги в щелях и более долгим удерживанием в них влаги, чем на открытой поверхности. Для защиты металлов от щелевой коррозии применяют следующие методы:

- 1) уплотнение зазоров и щелей полимерными пленками, резиной, смазкой, исключающее попадание электролитов в щель;

- 2) рациональное конструирование, предусматривающее невозможность попадания агрессивной среды в зазоры различных конструктивных сочленений;

- 3) выбор материалов, мало склонных к щелевой коррозии: хромоникелевых сталей, содержащих молибден (X18H12M3T), высокохромистых сталей (X28), титана и его сплавов;

- 4) применение ингибиторов: катодных, анодных и смешанных в повышенных концентрациях и смесей ингибиторов ( $\text{Na}_2\text{HPO}_4 + \text{CaSO}_7$ );

- 5) электрохимическая защита: катодная (для углеродистых сталей и чугуна) и анодная (для хромоникелевых сталей и титана).



Рисунок 7 – Щелевая коррозия

### **1.1.7 Межкристаллитная коррозия**

Межкристаллитная коррозия (рисунок 8) является одним из наиболее опасных видов местной коррозии, приводящей к избирательному разрушению границ зерен, что сопровождается потерей прочности и пластичности сплава (часто без изменения внешнего его вида) и преждевременным разрушением конструкций. Коррозия этого вида наблюдается у многих сплавов: хромистых и хромоникелевых сталей, никелевых сплавов, алюминиевых сплавов и др.

Причиной склонности сплавов к межкристаллитной коррозии чаще всего являются структурные превращения на границах зерен (образование так называемых избыточных фаз), которые превращают эту узкую зону в мало поляризующийся анод, который и подвергается усиленному коррозионному разрушению. Наибольшая склонность к межкристаллитной коррозии наблюдается в тех случаях, когда избыточные фазы на границах зерен соприкасаются, образуя непрерывные цепочки. Например, для коррозионностойких сталей основной причиной межкристаллитной коррозии является выделение вдоль границ зерен фаз, обогащенных Cr, главным образом карбидов на основе Cr. Соседние зоны, обедненные Cr, переходят в пассивное состояние при более положительных значениях потенциала, чем фазы с избытком Cr. В результате в слабоокислительных средах (то есть при потенциалах, соответствующих переходу сталей из активного состояния в пассивное) обедненные Cr зоны остаются электрохимически активными и растворяются с более высокими скоростями, чем фазы, обогащенные Cr. В



сильноокислительных средах (то есть при потенциалах, соответствующих области перепассивации) развитие межкристаллитной коррозии обусловлено избирательным растворением самих избыточных фаз. Оно ускоряется, если в этих фазах имеются легирующие элементы, легко подвергающиеся перепассивации (Mo, W, V), или элементы с низкой коррозионной стойкостью (Mn, Cu). Одной из причин межкристаллитной коррозии может быть сегрегация по границам зерен технологических примесей; этим объясняется, например, межкристаллитная коррозия закаленных аустенитных коррозионностойких сталей, содержащих примеси P, Si и другие, в сильноокислительных средах.

Склонность к межкристаллитной коррозии при прочих равных условиях зависит от режимов термической обработки металла и обработки давлением, поскольку эти режимы во многом определяют состав и морфологию выделяющихся по границам зерен избыточных фаз, а также состав и количество сегрегированных там примесных элементов.

Стойкость материала против межкристаллитной коррозии повышают выбором режима термообработки, снижением содержания примесей, легированием элементами, предотвращающими образование нежелательных избыточных фаз по границам зерен.

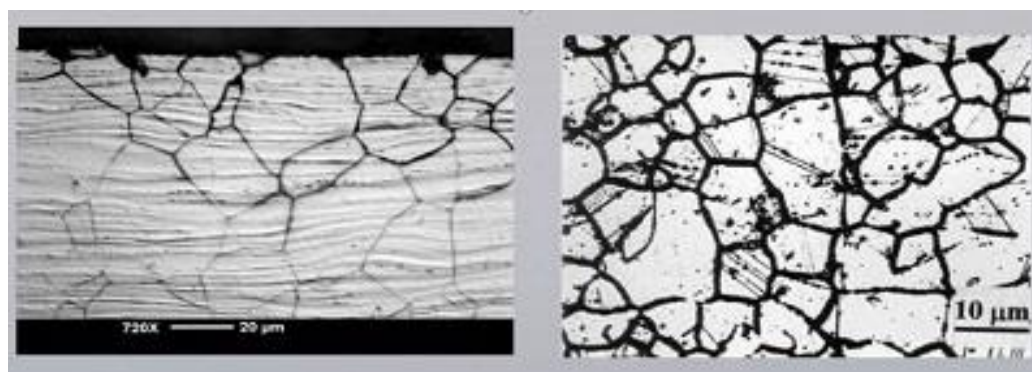


Рисунок 8 - Межкристаллитная коррозия

### 1.1.8 Коррозионное растрескивание

Коррозионное растрескивание (рисунок 9) является характерным случаем, когда взаимодействует химическая реакция и механические силы, что приводит к структурному разрушению. Для того чтобы произошел процесс коррозионного растрескивания, необходимо наличие поверхностных или

внутренних растягивающих напряжений. Обычно встречающиеся на практике разрушения обусловлены наличием остаточных напряжений, возникающих, при производстве и обработке металла, но в целях исследования не следует делать разграничения между остаточными напряжениями и напряжениями, возникшими в результате приложенных внешних нагрузок. Коррозионное растрескивание никогда не наблюдалось в результате действия поверхностных сжимающих напряжений; наоборот, сжимающие поверхностные напряжения разрушения могут использоваться для защиты от коррозионного растрескивания.

При увеличении величины приложенных напряжений уменьшается время до полного разрушения металла. Для коррозионного растрескивания обычно необходимы высокие напряжения, приближающиеся к пределу текучести, однако, часто разрушение может наступить и при напряжениях, значительно меньших предела текучести. Для многих систем сплавов наблюдается какой-то «порог» или «предел» напряжений, т. е. напряжения, ниже которых коррозионное растрескивание не происходит за определенный период времени. Такая зависимость, наблюдавшаяся, например, при замедленном растрескивании сталей, указывает, что основную роль в процессе разрушения играют напряжения.

Имеются доказательства, что основное влияние при коррозионном растрескивании напряжения оказывают незадолго до полного разрушения, т. е. эффективность напряжений не сказывается до определенного периода времени, после чего наступает внезапное разрушение. Этот вывод в дальнейшем подчеркивается рядом наблюдений, в которых указывается на зависимость времени до полного разрушения от времени приложения напряжений. Показано, что время до полного разрушения, не зависит от того, приложены ли напряжения в начале испытания или на последующих стадиях его.

В зависимости от особенностей структуры металла и состава коррозионной среды коррозионное растрескивание может быть межкристаллитным или транскристаллитным. В общем процессе развития коррозионной трещины различают инкубационный период, периоды развития

трещины и хрупкого разрушения при превышении локальной прочности материала. Коррозионные трещины развиваются в плоскости, перпендикулярной плоскости растягивающих напряжений, независимо от характера приложенных или остаточных напряжений. Можно предположить, что направление и характер развития трещин в металле до некоторой степени зависят от формы и размера зерен, поскольку эти факторы влияют на распределение внутренних напряжений. Средами, в которых происходит коррозионное растрескивание металлов, являются такие среды, в которых процессы коррозии сильно локализованы обычно при отсутствии заметной общей поверхностной коррозии. При воздействии на материал коррозионной среды, которая влияет на склонность сплава к коррозионному растрескиванию и характер разрушения, основными факторами являются следующие:

- 1) относительная разность потенциалов микроструктурных фаз, присутствующих в сплаве, что вызывает вероятность местного разрушения.
- 2) поляризационные процессы на анодных и катодных участках.
- 3) образование продуктов коррозии, которые оказывают влияние на коррозионный процесс.

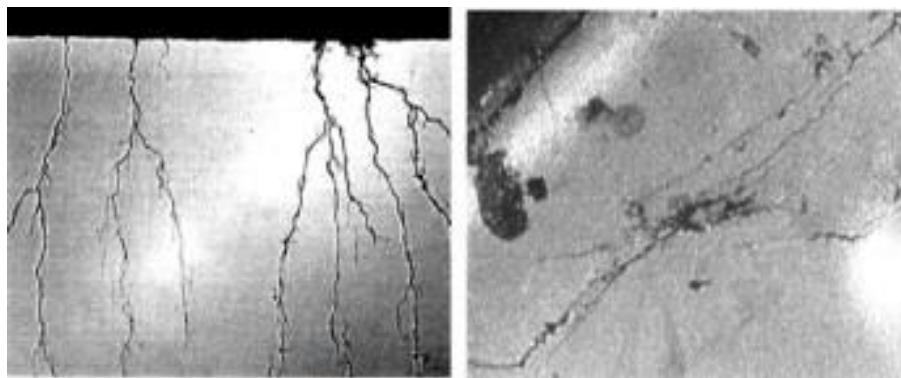


Рисунок 9 - Коррозионное растрескивание

## **1.2 Факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтепромысловых сред**

Коррозионная агрессивность среды определяется физико-химическими свойствами углеводородного и водного компонентов системы, их составом, количественным соотношением, наличием растворенных газов (сероводорода, углекислого газа, кислорода), в значительной степени зависит от условий

разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, типа скважины, способа добычи, температуры, давления, скорости движения среды и др. Совокупность всех факторов оказывает различное влияние на интенсивность коррозии. При прочих равных условиях решающее влияние на коррозионную агрессивность среды оказывает сероводород. Поэтому принято классифицировать нефтяные скважины на содержащие и не содержащие сероводород [3].

### **1.2.1 Воздействие сероводорода на металл**

СЕРОВОДОРОД,  $H_2S$ , (сернистый водород, сульфид водорода) - бесцветный горючий газ с резким запахом,  $t$  кипения  $60,35\text{ }^{\circ}C$ . Водный раствор - сероводородная кислота. Сероводород часто встречается в месторождениях нефти и газа.

Сероводород  $H_2S$  токсичен: острое отравление человека наступает уже при концентрациях  $0,2-0,3\text{ мг/м}^3$ , концентрация выше  $1\text{ мг/м}^3$  - смертельна. Сероводород  $H_2S$  является агрессивным газом, провоцирующим кислотную коррозию, которую в этом случае называют сероводородной коррозией. Растворяясь в воде, он образует слабую кислоту, которая может вызвать точечную коррозию в присутствии кислорода или диоксида углерода [5].

В этой связи, без современных станций подготовки газа и модулей сероочистки, сероводород способен наносить сильнейший ущерб людям. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны составляет  $10\text{ мг/м}^3$ , а в смеси с углеводородами  $C_1-C_3$  равна  $3\text{ мг/м}^3$ .

Без станций очистки от сероводорода серьезно страдает и выходит из строя самое различное оборудование в нефтяной, энергетической, транспортной и газоперерабатывающей отраслях.

Сероводород реагирует почти со всеми металлами, образуя сульфиды, которые по отношению к железу играют роль катода и образуют с ним гальваническую пару. Разность потенциалов этой пары достигает  $0,2-0,48\text{ В}$ . Способность сульфидов к образованию микрогальванических пар со сталью приводит к быстрому разрушению технологического оборудования и трубопроводов.

Бороться с сероводородной коррозией чрезвычайно трудно: несмотря на добавки ингибиторов кислотной коррозии, трубы из специальных марок нержавеющей стали быстро выходят из строя. И даже полученную из сероводорода серу перевозить в металлических цистернах можно в течение ограниченного срока, поскольку цистерны преждевременно разрушаются из-за растворенного в сере сероводорода. При этом происходит образование полисульфидов  $HS_nH$ . Полисульфиды более коррозионно-активные элементы, чем сероводород.

Сероводород, присоединяясь к непредельным соединениям, образует меркаптаны, которые являются агрессивной и токсичной частью сернистых соединений — химическими ядами. Именно они значительно ухудшают свойства катализаторов: их термическую стабильность, интенсифицируют процессы смолообразования, выпадения и отложения шлаков, шлама, осадков, что вызывает пассивацию поверхности катализаторов, а также усиливают коррозионную активность материала технологических аппаратов.

$H_2S$  значительно усиливает процесс проникновения водорода в сталь. Если при коррозии в кислых средах максимальная доля диффундирующего в сталь водорода составляет 4% от общего количества восстановленного водорода, то в сероводородсодержащих растворах эта величина достигает 40%.

Присутствие в газе кислорода значительно ускоряет процессы коррозии. Опытным путем было найдено, что наиболее коррозионным является такой газ, в котором отношение кислорода к сероводороду составляет 114:1. Это отношение называется критическим.

Наличие влаги в газе влечет коррозию металла, одновременное же присутствие  $H_2S$ ,  $O_2$  и  $H_2O$  является наиболее неблагоприятным с точки зрения коррозии.

Коррозионные действия на металл указанных примесей резко возрастают при увеличении давления.

Скорость коррозии газопроводов прямо пропорциональна давлению газа, проходящего через этот газопровод. При давлении до 20 атм. и влажном газе достаточно даже следов сероводорода 0,002–0,0002% об., чтобы вызвать

значительные коррозионные поражения металла труб, ограничивая срок службы газопровода 5–6 годами.

В промышленных условиях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются трубы, задвижки, камеры сгорания и поршни силовых установок электростанций, счетчики газа, компрессоры, холодильники.

Значительная часть сероводорода реагирует с металлом и может отложиться в виде продуктов коррозии на клапанах силовых установок, компрессоров, на внутренних стенках аппаратуры, коммуникаций и магистрального газопровода.

### **1.2.2 Воздействие углекислого газа на металлы**

Параметры, влияющие на интенсивность коррозии, и характер их влияния. Интенсивность углекислой коррозии зависит от парциального давления углекислого газа и температуры среды, а именно, с ростом парциального давления  $\text{CO}_2$  и температуры среды скорость коррозии увеличивается.

Для уменьшения коррозии в фонтанных трубах, задвижках, тройниках и шлейфах требуется изменение режима движения, так изменение режима движения газожидкостного потока в фонтанных трубах путём использования уплотнительных колец между торцами труб приводит к снижению интенсивности коррозии в 2 раза.

При углекислотной коррозии существенное значение имеют минерализация и количество поступающей в скважину пластовой воды.

Зависимость интенсивности от парциального давления. При парциальном давлении менее 0,05 МПа коррозии обычно не наблюдается. При парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа коррозия возможна, но существенно зависит от температуры. При парциальном давлении более 0,2 МПа коррозия интенсивна [4].

В процессе разработки парциальное давление  $\text{CO}_2$  снижается, а объём водного конденсата увеличивается. Наиболее значительна зависимость интенсивности коррозии от парциального давления, поэтому при практически постоянных значениях скорости потока и температуры газа интенсивность

коррозии снижается. Снижение парциального давления в 3 раза переводит коррозию из группы сверхвысокой (интенсивность порядка 5мм/год) до слабой (интенсивность коррозии 0,05-0,1мм/год).

### **1.2.3 Влияние воды на металл**

Роль воды в процессе коррозии. Количество поступающей в скважину воды при заданной концентрации углекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации CO<sub>2</sub> с увеличением объёма воды в продукции скважины кислотность среды рН снижается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением CO<sub>2</sub> присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии [5].

Зависимость интенсивности коррозии от солевого состава воды. Интенсивность углекислотной коррозии зависит и от солевого состава воды. Присутствие в воде большого количества гидрокарбонатов ведёт к заметному подщелачиванию среды, снижению количества углекислоты, а, следовательно, и интенсивности коррозии. Воды жесткого характера меньше влияют на углекислотную коррозию, чем щелочные.

Зависимость интенсивности коррозии от органических кислот. В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе углекислоты является одной из основных причин усиления интенсивности коррозии скважинного и промышленного оборудования.

### **1.2.4 Влияние скорости потока**

Основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость и режимы течения жидкости. В местах изменения направления потока и проходного сечения интенсивность коррозии значительно больше, что связано с изменением режима течения жидкости. Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и отсутствие коррозионного процесса в местах, где скорость пока меньше 10 м/с, показывают, что основной причиной коррозии является скорость [5].

Снижение скорости потока в фонтанных трубах может быть произведено путем увеличения диаметра фонтанных труб или снижения дебита. При установлении технологического режима, когда ограничивающим фактором является скорость потока, следует максимальным образом использовать возможность увеличения диаметра труб. В противном случае необходимо снизить дебит скважины или увеличить частоту смены фонтанных труб, что экономически невыгодно. В тоже время замена фонтанных труб малого диаметра на больший эффективна только в том случае, когда разовая замена полностью исключает опасность коррозии. Однако это возможно при очень низких скоростях потока жидкости(флюида) в скважине.

### **1.3 Обзор проблемы коррозии подземного оборудования скважин**

Проведено исследование добывающих скважин «Х» месторождения по совокупности факторов коррозионных рисков. В результате исследований получено, что преждевременные отказы погружного скважинного оборудования на месторождении обусловлены развитием процессов углекислотной коррозии и осложнены некачественным материалом НКТ (производства КНР) с большим количеством неметаллических включений, способных в несколько раз интенсифицировать скорость локальной язвенной коррозии.

На «Х» месторождении наблюдается интенсивная коррозия подземного оборудования скважин, в основном – НКТ (таблица 1 в приложение А). На 25% скважинах фонда отмечен отказ в результате сквозной коррозии НКТ. Скорость коррозионного проникновения в отдельных случаях достигает 22 – 28 мм/год. Визуальный осмотр коррозионных поражений подземного оборудования скважин, анализ проб попутно-добываемой воды и отложений с прокорродированных участков металла позволяют предположить, что основным видом коррозии является углекислотная коррозия, вызванная наличием большого количества, растворенного в пластовой воде углекислого газа. Содержание  $\text{CO}_2$  в водной фазе проб скважинной продукции в среднем превышает 100 мг/л при атмосферном давлении и комнатной температуре. При



этих же условиях содержание  $O_2$  в среднем составляет 0,1 мг/л, содержание  $H_2S$  – в следовых количествах.

Следует отметить, что при совместном присутствии в системе двух или более коррозионно-агрессивных газов, они проявляют синергетический эффект – т. е. скорость коррозии в такой системе превышает суммарную скорость коррозии под влиянием отдельных газов [6]. Поэтому определение долевого участия индивидуального газа в общем коррозионном процессе является не совсем корректным и весьма условным.

Вероятность протекания микробиологической коррозии существует, но её доля невелика вследствие высокой для нормального развития температуры на забое и высокой скорости потока ГЖС на устье, препятствующей образованию и функционированию биопленки.

Как показал проведенный анализ мест дислокации активных коррозионных участков, наибольшей коррозии подвержены внутренние поверхности НКТ в интервале подвески 500 – 1500 м.

Была предпринята попытка расчета скорости углекислотной коррозии применительно к скважине коррозионного фонда № 766. На данной скважине было несколько отказов по причине сквозной коррозии НКТ (рисунок 9).



Рисунок 9 - Сквозная коррозия стенки насосно-компрессионной трубы

Скорость углекислотной коррозии (мм/год) рассчитывалась по шести различным методикам [8]:

- по Де Ваарду - Милльямсу (ДВМ)
- по Де Ваарду - Милльямсу с поправкой (ДВМсп)
- по Де Ваарду – Лотцу (ДВЛ)
- по Де Ваарду – Лотцу – Дагстаду (ДВЛД)

- по норвежскому стандарту NORSOK
- по методике Маркина – Легезина (МЛ)

Фактическая скорость коррозии взята из промысловых данных по отказам.

Результаты расчётов показали, что ни одна из методик не моделирует корректно фактические условия коррозии. Методики ДВМсп, ДВЛ, ДВЛД и NORSOK дают максимум скорости коррозии на глубине 2000 м, методики МЛ и ДВМ дают монотонное увеличение скорости коррозии от устья к насосу. Наиболее близкие по скорости коррозии результаты дают методики ДВЛ и ДВЛД. NORSOK сильно завышает скорость коррозии, методика МЛ с расчетом рН по Оддо - Томсону – занижает скорость коррозии. Таким образом, возникновение очага сквозной коррозии на глубине 500-1500 м от устья не может быть напрямую объяснено данными моделями, учитывающими термобарические условия в скважине. Очевидно, методики разработаны под конкретные условия и, в нашем случае, требуют корректировки (для ДВЛ и ДВЛД – смещения на 1000 м выше по подвеске). Очевидно также, что модели не учитывают металлургический фактор: в нашем случае всякий раз использовалась различная компоновка НКТ (как по классу прочности, так и по количеству СПО).

При расчете лифтовых колонн НКТ выбирают по механическим свойствам, обеспечивающим способность труб выдержать заданную нагрузку при работе в скважине. По этой причине в верхней половине подвески устанавливают НКТ большей группы прочности. Химический состав сталей НКТ стандартами не оговаривается, за исключением серы и фосфора, массовая доля которых не должна превышать 0,045%. В России в качестве базовой применяется марганцовистая сталь (например, 32Г2 или 35Г). После закалки и высокого отпуска эти стали характеризуются заданным уровнем механических свойств и чаще всего имеют структуру отпущенного мартенсита. Установлено, что в слабокислой среде скорость коррозии стали одного и того же механического состава возрастает в ряду перлит – сорбит – тростит – мартенсит. В углекислотной среде углеродистые стали с перлитной и феррито-перлитной микроструктурами менее склонны к локальной и мейза-коррозии, чем

мартенситные. Таким образом, одной из причин ускоренной коррозии НКТ в верхней половине подвески является необходимость установки в этой зоне труб с высокими прочностными свойствами, которые более подвержены локальной коррозии. Вследствие того, что НКТ в верхней половине подвески подвержены большим механическим нагрузкам и деформациям, твердые защитные покрытия теряют сцепление и срываются с них, в то время как на недеформируемых покрытиях они сохраняются.

Расчет скорости углекислотной коррозии, сделанный по программе NORSOK, показывает, что максимальная скорость коррозии наблюдается в интервале температур 40 – 70 °С. График распределения температуры по стволу скважины показывает, что данный диапазон температур приходится на глубину подвески 1000±500 м, т. е. на ту глубину, где наблюдаются максимальные коррозионные поражения.

Скважинная продукция «Х» месторождения содержит большое количество попутного газа. Следовательно, даже при небольших дебитах, при высоком газовом факторе скорость потока газо-жидкостной смеси может быть значительной. С учетом доли газовыделения при соответствующих термобарических условиях, рассчитана скорость ГЖС для двух зон подвески: для кольцевого пространства между обсадной колонной и корпусом ПЭД; для НКТ на устье.

Как следует из результатов расчета, скорости потока ГЖС на забое и на устье отличаются более чем на порядок. Если в кольцевом пространстве между обсадкой и ПЭД максимальная скорость потока ГЖС лишь чуть превышает 1 м/с, то на устье она может достигать 25 м/с. При такой скорости и наличии в потоке твердых частиц, выносимых из пласта, заметную роль играет эрозионный фактор. Под эрозионным фактором в данном случае понимается комплексное кавитационное, абразивное и гидравлическое воздействие среды. В условиях коррозионно-агрессивного воздействия на металл пластовых флюидов, основная отрицательная роль абразивных частиц заключается в непрерывном удалении формирующейся защитной пленки с поверхности металла, что позволяет протекать электрохимическому процессу коррозии с высокой скоростью. Таким

образом, несмотря на высокую коррозионную агрессивность продукции на забое, вследствие образования защитной пленки из продуктов коррозии, АСПО и солей, поверхность металла не подвергается интенсивной коррозии. По мере подъема по подвеске, за счет изменения термобарических условий, объем и соответственно скорость ГЖС увеличивается и на определенной высоте становится достаточной для срыва защитных пленок. Ближе к устью, несмотря на максимальную скорость потока, интенсивность коррозии снижается за счет снижения коррозионной агрессивности продукции вследствие израсходования коррозионно-агрессивных компонентов, снижения парциального давления,  $\text{CO}_2$  и температуры. Как следует из расчётов, скорости потока ГЖС сильно варьируются по скважинам, вследствие чего и зоны максимальной скорости коррозии могут сильно различаться по глубине подвески. В тех скважинах, где скорость потока ГЖС достаточно высокая, зона максимальной скорости коррозии смещается в нижнюю часть подвески и при скорости ГЖС в кольцевом зазоре больше 0,5 м/с возможна коррозия УЭЦН. Примерами могут служить скважины 121, 122, 764. В тех скважинах, где скорость потока ГЖС относительно небольшая, зона максимальной коррозии смещается в верхнюю часть подвески и поверхностное оборудование.

Обычно коррозия с высокими скоростями происходит тогда, когда имеется прямой контакт агрессивной водной фазы с металлом [7]. В эмульгированных системах такой контакт возможен лишь при инверсии фаз: переходе эмульсии типа «вода в нефти» в эмульсию типа «нефть в воде», когда коррозионно-агрессивная вода становится внешней фазой. Инверсия фаз происходит при достижении определенной критической обводненности эмульсии, которая в зависимости от физико-химических и реологических свойств нефти и воды может варьироваться от 50 до 75 %. Поэтому серьезные коррозионные поражения оборудования при транспорте эмульгированной продукции возможны лишь при обводненностях более 50 %. 70% скважин, на которых имелись случаи сквозных коррозионных повреждений стенки НКТ, имеют обводненность продукции более 50%. На 30% скважин сквозная коррозия произошла при обводненности менее 50%. Анализ показывает, что в таких

случаях решающую роль играет эрозионно-абразивный фактор за счет высокой скорости ГЖС. Определенную долю вносит также металлургический фактор. Так, на скважине № 213 с обводненностью всего 5% произошла сквозная коррозия стенки и резьбовой части НКТ. МРП составило 275 суток. Количество СПО – 2,5, т. е. трубы были уже достаточное время в эксплуатации, что вкупе с высокой скоростью ГЖС (5,22 м/с на устье) и относительно невысоким качеством труб производства КНР (большое количество неметаллических включений) и привело к появлению сквозных отверстий.

## **2 ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ**

### **2.1. Анализ покрытий насосно-компрессионных труб**

#### **2.1.1 Диффузно-цинковое покрытие насосно-компрессионных труб**

Известно, что коррозия металлов наносит огромный материальный ущерб. За последние десятилетия отмечено резкое снижение срока службы различных стальных изделий практически во всех сферах их применения.

Говоря о повышении коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности различных металлоизделий и несущих элементов различных металлоконструкций, следует сказать, что используемый для их изготовления материал и защитное покрытие должны не только обеспечивать надежную и долговременную защиту их от коррозии, но и отвечать оптимальному соотношению цена/качество, что, в конечном итоге, будет удовлетворять и изготовителя, и потребителя. Анализ показывает, что защитные покрытия, используемые в жестких коррозионно-эрозионных условиях, должны обладать не только повышенной коррозионной стойкостью, но и устойчивостью к абразивному износу и иметь высокую степень сцепления с поверхностью защищаемого изделия.

Среди многочисленных защитных покрытий (металлических и неметаллических) цинковые покрытия являются одними из наиболее эффективных и распространенных.

Цинк обеспечивает экономичный и экологичный способ защиты стали от коррозии. По объему и номенклатуре защищаемых от коррозии изделий цинковым покрытиям нет равных среди других металлических покрытий. Это обусловлено многообразием технологических процессов оцинкования, их относительной простотой, возможностью их широкой механизации и автоматизации, высокими технико-экономическими показателями.

Исходя из механизма образования и физико-химических характеристик, в настоящее время можно выделить шесть видов цинковых покрытий:

- гальванические — электролитические (покрытия, полученные в растворах электролитов из солей цинка под действием электрического тока);
- металлизационные (покрытия, полученные путем распыления расплавленного цинка струей воздуха или горячего газа);
- горячецинковые (покрытия, полученные погружением в расплавленный цинк);
- диффузионные (покрытия, полученные путем химико-термической обработки в смесях на основе порошка цинка);
- цинкнаполненные (композиции, состоящие из связующего, т.е. различных синтетических смол и цинкового порошка);
- комбинированные (комбинация цинкового покрытия любого вида и лакокрасочного или полимерного покрытия).

Из анализа и сопоставления свойств различных цинковых покрытий, технологических особенностей процессов их нанесения с учетом экономических показателей получается, что для цинкования изделий сложной формы наиболее часто используют процессы горячего (в расплаве цинка) или диффузионного (в порошковых смесях) цинкования. Горячецинковые покрытия, получаемые методом цинкования в расплаве цинка, и диффузионные покрытия, наносимые из порошковых смесей на основе цинка, имеют аналогичный механизм образования — диффузионный. Поэтому, в плане классификации, эти цинковые покрытия можно отнести к одному виду (классу) покрытий. Это подтверждается и их строением. В соответствии с диаграммой состояния системы железо — цинк, в структуре этих покрытий присутствует ряд аналогичных фаз (интерметаллических соединений). Однако общее строение этих покрытий все-таки различно, и их свойства, в том числе и коррозионная стойкость, во многом различаются.

Приведённые данные о коррозионной стойкости диффузионных цинковых покрытий в различных коррозионно-агрессивных средах, полученные при коррозионных испытаниях продолжительностью не менее 1 года (таблица 1).

Таблица 1. Сравнительные данные коррозионной стойкости стали 20

## без покрытия и с диффузионным цинковым покрытием (ДЦП)

№ п/п	Среда испытаний	Скорость коррозии, г/м <sup>2</sup> час		Во сколько раз стойкость ДЦП выше
		Сталь 20	Диффузионно оцинкованная сталь 20	
1	Поток влажного сжатого воздуха	0,048	0,002	24
2	Вода, содержащая сероводород (H <sub>2</sub> S) в количестве 500 мг/л	5,21	0,0565	92
3	Морская коррозия (зона переменного смачивания – зона ватерлинии, где обеспечен хороший приток воздуха при наличии воды или водяной пленки с повышенной концентрацией растворенных солей)	0,30	0,005	60
4	Системы горячего (холодного) водоснабжения в ЖКХ	0,0923	0,0022	42
5	Техническая вода на нефтеперерабатывающих и коксохимических заводах	Скорость коррозии 200 мкм/год	Скорость коррозии 40 мкм/год	5

Представляется интересным с практической точки зрения рассмотреть во взаимосвязи и сопоставить строение, свойства и эксплуатационные характеристики горячецинковых и диффузионных цинковых покрытий.

Структура цинковых покрытий, полученных горячим цинкованием, многофазна, и верхняя фаза (η-фаза), состоит из слоя цинка, состав которого аналогичен расплаву цинка, из которого наносят покрытие.

Классическая микроструктура цинкового покрытия, полученного из расплава цинка (рисунок 10).

Диффузионные цинковые покрытия, полученные в порошковых смесях, состоят из нескольких последовательно расположенных железоцинковых слоев (фаз), которые образуются в результате взаимной диффузии атомов цинка и железа в процессе диффузионного цинкования (химико-термической обработки).

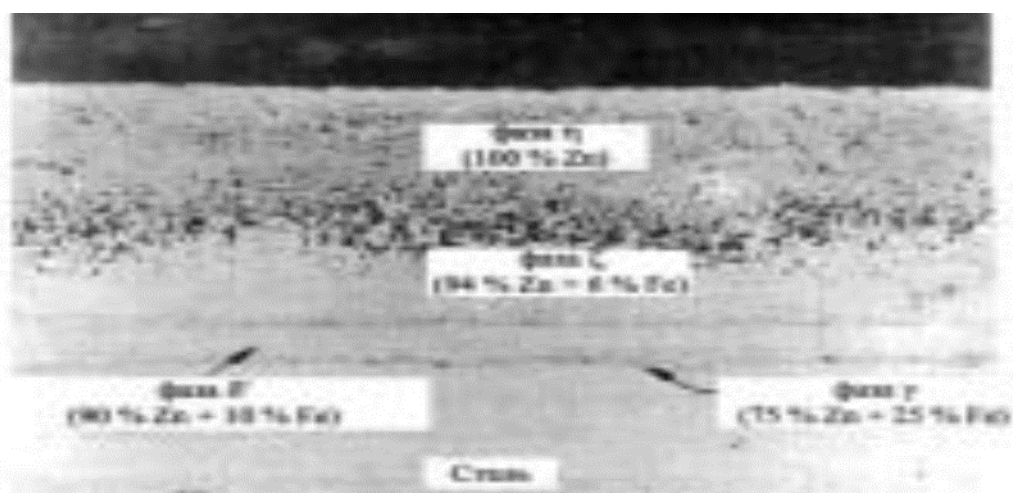




Рисунок 10 – Микроструктура цинкового покрытия, полученного горячим цинкованием (в расплаве цинка)

Рассмотрим расположение слоев (фаз) диффузионного цинкового покрытия, полученного в порошковых смесях (рисунок 11). Обычно в классическом диффузионном цинковом покрытии, полученном путем химико-термической обработки в порошковых смесях на основе цинка, четко наблюдаются в основном две фазы:  $\Gamma$ -фаза («гамма-кэпитал»-фаза), представляющая собой тонкий (2—4 мкм) слой, расположенный непосредственно на поверхности покрываемого изделия и следующая за этим слоем  $\delta$ -фаза («дельта»-фаза).

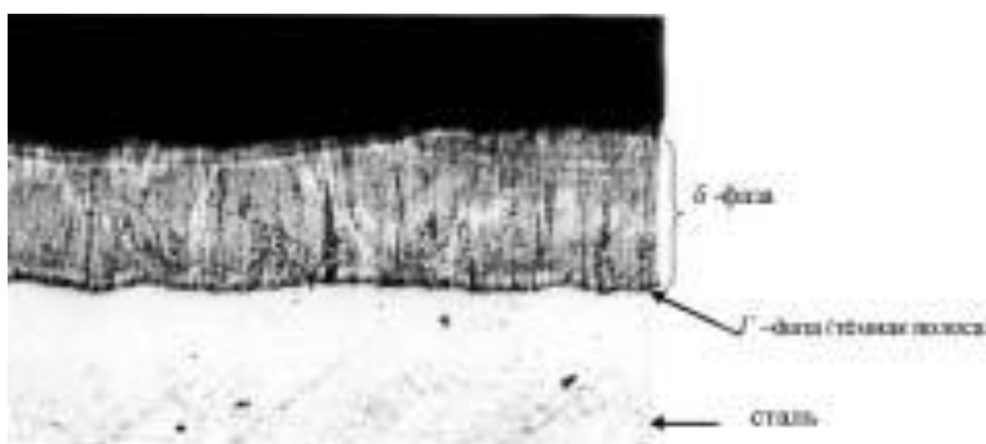


Рисунок 11 - Микроструктура диффузионного цинкового покрытия, полученного в порошковых смесях на основе цинк

Фаза  $\Gamma$  представляет собой интерметаллическое соединение и может содержать до 28% железа. Фаза  $\delta$  также является интерметаллическим соединением, содержание железа в ней от 7 до 11,5%. Структура  $\delta$ -фазы на травленном шлифе предстает в виде вытянутых (столбчатых) кристаллов (рисунок 11).

Известно, что способ нанесения цинковых покрытий определяет их свойства. В связи с этим цинковые покрытия, полученные горячим цинкованием, и цинковые покрытия, полученные диффузионным методом, значительно отличаются как по структуре, так и по химическим и физико-механическим свойствам (степени сцепления с поверхностью покрываемого металла, твердости, пористости, коррозионной стойкости и др.).

Одним из важнейших свойств цинковых покрытий является прочность сцепления их с поверхностью покрываемого изделия.

Сцепление цинкового покрытия, полученного в расплаве цинка, определяется главным образом температурой расплава цинка и продолжительностью взаимодействия расплавленного цинка с поверхностью покрываемого изделия. Эти параметры определяют степень проникновения атомов цинка в стальную подложку покрываемого изделия и, в конечном итоге, степень сцепления покрытия с подложкой. Известно, что время контакта стальных изделий с расплавом при горячем цинковании составляет от 30 секунд до 2,0 минут (в зависимости от вида и размеров изделий). Следовательно, атомы цинка взаимодействуют лишь с поверхностью стальной подложки, не проникая глубоко внутрь, и степень сцепления образующегося цинкового покрытия с подложкой невелика.

Диффузионный метод цинкования изделий, в отличие от горячего цинкования, представляет собой процесс, происходящий при температуре 350—480 °С, продолжительностью от 2 до 5 часов (в зависимости от требуемой толщины покрытия). При этом методе, в результате диффузии, цинк внедряется в кристаллическую решетку защищаемого металла, поэтому прочность связи покрытия с основным (покрываемым) материалом резко возрастает.

Таким образом, сцепление диффузионного цинкового покрытия, основанное на диффузионной связи, значительно превосходит по прочности сцепление цинковых покрытий, наносимых из расплава цинка (горячим цинкованием).

Важной характеристикой физико-механических свойств цинковых покрытий является их твердость (микротвердость). Она определяет стойкость покрытия к воздействию агрессивной среды. Такому воздействию оцинкованные изделия подвергаются в различных эксплуатационных условиях (атмосферные влияния с дождем и ветром, движущиеся водные среды и др.).

Твердость диффузионных цинковых покрытий значительно превосходит твердость цинковых покрытий, полученных горячим цинкованием. Особенно это относится к верхним слоям покрытия, которые в первую очередь контактируют

с коррозионно-эрозионными средами. Микротвердость верхних слоев горячецинковых покрытий сравнительно невелика и составляет не более 600—900 МПа.

Диффузионные цинковые покрытия на всю толщину покрытия состоят из железоцинковых интерметаллических соединений, обладающих большой твердостью 3360—5200 МПа (таблица 2), что обеспечивает покрытие достаточно высокую сопротивляемость различным агрессивным средам.

Таблица 2 - Значения микротвердости различных покрытий и сталей

Вид покрытия, марка стали	Микротвердость, МПа
Диффузионное цинковое, полученное в порошковых смесях на основе цинка	3360—5200
Гальваническое цинковое	300—380
Металлизационное цинковое	200—280
Фосфатное покрытие	150—250
Сталь 5СП	1422—1470
Сталь 20	2265—2540
Сталь 22А «селект»	3138—3187

Говоря о защитных функциях цинковых покрытий, следует отметить такую важную их характеристику, как пористость.

Диффузионный способ обеспечивает получение абсолютно беспористых диффузионных цинковых покрытий, и в связи с этим появляется возможность наносить на изделия коррозионностойкие диффузионные цинковые покрытия небольшой толщины, например, 25—30 мкм. Это является большим преимуществом по сравнению с другими видами цинковых покрытий.

При нанесении тонких покрытий (25—30 мкм) методом горячего цинкования требуется очень тщательная подготовка поверхности изделия перед цинкованием, и тем не менее (особенно при цинковании длинномерных изделий, а также изделий сложной формы) появляется большая вероятность образования в покрытии различных несплошностей, что способствует доступу агрессивной среды к основному металлу и возникновению процесса коррозии под покрытием.

Необходимо отметить еще одно важное свойство диффузионных цинковых покрытий — это способность образовывать плотные защитные слои из продуктов коррозии. На диффузионно-оцинкованных изделиях в эксплуатационных условиях при воздействии агрессивной среды образуются плотные слои из продуктов коррозии, которые обладают защитными свойствами

и предохраняют нижележащие слои покрытия от разрушения (эффект самозащиты).

На цинковых покрытиях, полученных горячим цинкованием, электролитическим способом или методом металлизации, в эксплуатационных условиях образуются рыхлые, легко удаляемые (дождем, ветром, струйками воды и др.) продукты коррозии, что способствует дальнейшему протеканию коррозионного процесса и разрушению слоя покрытия.

Таким образом, коррозия диффузионных цинковых покрытий во времени имеет затухающий характер, т.е. уменьшается, а коррозия цинковых покрытий, полученных другими методами, со временем увеличивается.

Сравнение основных свойств и результатов коррозионных испытаний различных цинковых покрытий позволяет сделать вывод, что диффузионные цинковые покрытия не склонны к старению, обладают высокой твердостью, износостойкостью, а диффузионная связь обеспечивает высокую степень сцепления с поверхностью покрываемого изделия. Кроме того, эта технология при сопоставимых затратах позволяет нанести уникальное по свойствам покрытие, которое по совокупности качеств для большинства применений существенно превосходит покрытия, полученные методом горячего цинкования, а во многих случаях является единственным приемлемым решением. Особенно это очевидно, если перейти от сравнения стоимости услуги к сравнению стоимости и сроков эксплуатации изделий.

Результаты многочисленных лабораторных, стендовых и промышленных испытаний диффузионных цинковых покрытий показывают, что они наиболее подходят для защиты от коррозии металлоизделий и конструкций, эксплуатирующийся в осложненных условиях, которые встречаются в нефтедобывающей отрасли, судостроении и морском флоте, коксохимической, нефтеперерабатывающей и горнорудной промышленности и др.

Говоря о технологии диффузионного цинкования, необходимо отметить, что до настоящего времени метод использовался, в основном, для цинкования изделий небольших размеров с использованием громоздкого малопроизводительного оборудования. В последние годы российские

специалисты выполнили значительный объем научно-практических работ в области диффузионной металлизации, что позволило усовершенствовать технологию диффузионного цинкования и применяемое при этом оборудование. Усовершенствованные процессы металлизации дали возможность получать защитные диффузионные цинковые покрытия с улучшенными физико-механическими и химическими свойствами. Это позволило расширить области применения цинковых покрытий и использовать их для защиты различных длинномерных металлических изделий и конструкций, эксплуатация которых проходит в жестких коррозионно-эрозионных условиях.

Одной из современных технологий диффузионного цинкования является технология, разработанная ООО НПО «Неоцинк». Не имеющее аналогов оборудование (печи, контейнеры и др.) технологии «Неоцинк» (рисунок 12), позволяет цинковать как длинномерные изделия (длиной до 12,5 метров), так и небольшие детали, которые поставляются в комплекте с длинномерными изделиями, например, муфты насосно-компрессорных и обсадных труб. Контейнеры и кассеты для различного вида изделий разработаны и изготовлены таким образом, чтобы до минимума сократить применение ручного труда при их загрузке в печь для химико-термической обработки и выгрузке из нее. Электрическая печь (рисунок 12а) специальной конструкции имеет надежную многозонную электронную систему управления температурным режимом процесса цинкования и обеспечивает высокую равномерность нагрева изделий, что позволяет получать качественное и равномерное по толщине диффузионное цинковое покрытие по всей длине цинкуемых изделий.



Рисунок 12 - Внешний вид печи (а) и контейнера (б) для диффузионного цинкования длинномерных стальных изделий

Например, в случае цинкования труб нефтяного сортамента длиной 10,5 м технология «Неоцинк» обеспечивает получение качественного и равномерного по толщине покрытия на наружной и внутренней поверхностях труб и на их резьбовых участках. При цинковании муфт для насосно-компрессорных труб обеспечивается равномерное покрытие по всему профилю резьбы муфты[9].

В последнее время все большее внимание технологии диффузионного цинкования уделяют и нефтяные компании, так как их современная технологическая политика жестко направлена на снижение затрат на добычу нефти, а использование диффузионных цинковых покрытий позволяет многократно увеличить наработку на отказ нефтепромыслового оборудования.

Также необходимо отметить, что диффузионный способ цинкования находит все большее распространение при производстве различных стальных изделий, что обусловлено, прежде всего, высокими защитными свойствами этих покрытий, а следовательно — высоким экономическим эффектом, получаемым при эксплуатации этих изделий.

### **2.1.2 Насосно-компрессорные трубы из стали мартенситного класса, содержащих 13% хрома**

Описаны общие закономерности коррозионного растрескивания сталей, которое оказывает определяющее влияние на возможности применения обсадных и насосно-компрессорных труб для добычи углеводородов при высоких концентрациях углекислого газа. Рассмотрены вопросы углекислотной коррозии оборудования скважин на Бованенковском и Уренгойском НГКМ, которая представляет большую опасность для оборудования скважин. Предложена методика лабораторных исследований фрагментов труб с дефектами в виде язв на внутренней поверхности и сквозных отверстий. Рассмотрены результаты исследований металла труб. Приведены результаты металлографического исследования материала труб, подвергнутых язвенной углекислотной коррозии. Проанализированы причины и механизм коррозионного углекислотного разрушения тела трубы. С целью предотвращения углекислотной коррозии даны предложения по применению обсадных и насосно-компрессорных трубы из сталей мартенситного класса,

содержащих 13% хрома. Сформулированы технические требования к обсадным и насосно-компрессорным трубам из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома.

В последнее десятилетие наблюдается устойчивый рост потребности мирового рынка в трубах для добычи нефти и газа из высоколегированных коррозионностойких сталей и сплавов, предназначенных для месторождений, в продукции которых присутствуют коррозионно-агрессивные компоненты, такие как сероводород и диоксид углерода.

Несомненно, сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением, которое вызывает сероводород, является наиболее опасным видом разрушения труб и внутрискважинного оборудования, и мерам по его предотвращению уделяется большое внимание во всем мире. Нельзя недооценивать и углекислотную коррозию, широко распространенную на нефтяных и газовых месторождениях и представляющую большую опасность для оборудования скважин. Углекислый газ, растворяясь в воде, превращается в угольную кислоту, способствуя интенсивной общей коррозии, которую можно спрогнозировать в лабораторных условиях. Проблема в том, что зачастую коррозионные поражения не распределяются равномерно по поверхности труб, а носят явно выраженный язвенный (локальный) характер, при этом скорость локальной коррозии может быть в несколько раз больше средней скорости общей коррозии.

Для скважин Бованенковского месторождения характерно наличие в добываемом продукте углекислоты, которая приводит к преждевременному выходу из эксплуатации труб и оборудования. Аналогичная проблема углекислотной коррозии наблюдается в районе Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, на одной из скважин которого произошел обрыв резьбовой части труб  $\text{Ø}73,0 \times 5,51$  мм группы прочности L80 в соединении с фонтанной арматурой.

Для исследования были отобраны фрагменты труб с дефектами в виде язв на внутренней поверхности и сквозных отверстий (рисунок 13). Изучались продукты коррозии, образовавшиеся на внутренней поверхности труб в процессе

эксплуатации, и структура металла труб. Исследования проводились методами рентгеноструктурного анализа, оптической металлографии и просвечивающей электронной микроскопии.

Продукты коррозии счищались с поверхности металла, после чего осуществлялась их магнитная сепарация с целью разделения порошка на магнитные и немагнитные фракции, что увеличивало чувствительность метода. Затем проводился рентгеноструктурный анализ каждой из фракций. Фазовый состав (в порядке убывания содержания фаз) следующий: карбонат железа, окислы железа,  $\alpha$ -кварц, гидроокислы железа, следы кальцита.

Окислы железа были представлены в виде  $Fe_3O_4$  и  $Fe_2O_3$ , а гидроокислы –  $\gamma$ - $FeOOH$  и  $\delta$ - $Fe_2O_3 \cdot nH_2O$ . Следует отметить, что основной фазой, присутствовавшей в продуктах коррозии, был карбонат железа –  $FeCO_3$ .



Рисунок 13 - Общий вид участка трубы с дефектами

Сталь во всех исследованных образцах была достаточно чистой в отношении неметаллических включений – на нетравленном шлифе видны очень мелкие частицы, не более 10 мкм. Наблюдались отдельные включения размером до 30 мкм и очень редкие строчки, вытянутые вдоль направления деформации, длиной до 50 мкм (рисунок 14).





Рисунок 14 - Строчки вытянутых вдоль оси трубы (в направлении деформации) неметаллических включений (при 500-кратном увеличении)

Структура стали – мелкозеренный отпущенный бейнит (рисунок 15), причем микроструктура металла приповерхностного слоя у внутренней стенки труб вблизи дефектов не отличалась от микроструктуры остального металла. Таким образом, структура металла труб была практически одинаковой по всей толщине стенки труб и не могла служить основной причиной появления дефектов в процессе эксплуатации.

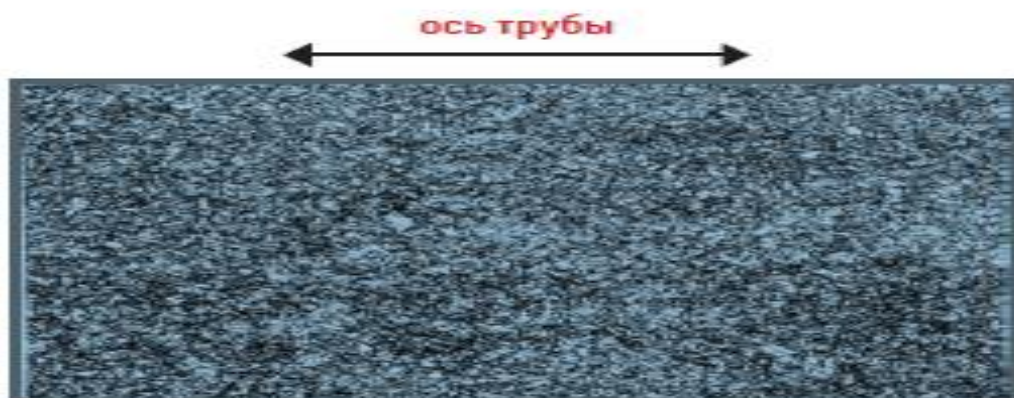


Рисунок 15 - Микроструктура металла трубы – отпущенный бейнит (при 200-кратном увеличении)

В дефектной зоне на нетравленном продольном шлифе под слоем продуктов коррозии виден слой металла, язвы и трещины в подповерхностном слое (рисунок 16). Поперечное по отношению к оси трубы расположение трещин свидетельствует о том, что одной из причин их появления в процессе коррозии могли служить растягивающие напряжения, действующие на трубы.

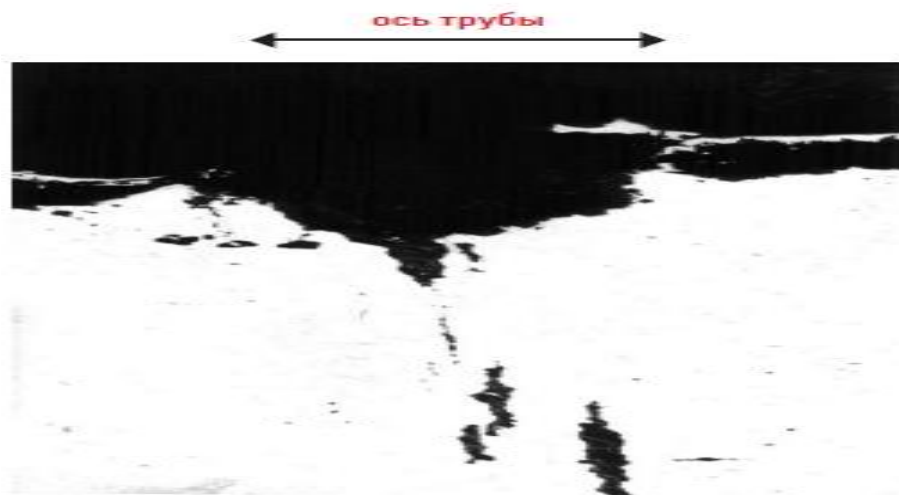


Рисунок 16 -Продольный шлиф (нетравленный образец). Коррозионные язвы и трещины в подповерхностном слое внутренней стенки трубы.

Поперечное по отношению к направлению деформации трубы расположение трещин

Поскольку внутренняя стенка трубы была сильно загрязнена продуктами коррозии, что не позволяло выявить начало процесса, было решено начать исследование со значительно менее окисленной внешней стенки. На фотографии ее продольного шлифа (рисунок 17) видны трещины, направленные от поверхности вглубь металла. Одна из трещин явно зарождалась на поверхностном дефекте. Однако дальнейшего развития вглубь металла трубы трещины не получили – протяженность их мала. Таким образом, условия на внешней поверхности труб не способствовали распространению уже образовавшихся трещин вглубь металла.



Рисунок 17 - Трещина на внешней поверхности трубы (при 400-кратном увеличении)

На внутренней поверхности трубы процесс происходил гораздо интенсивнее. Роль неметаллических включений в распространении процесса коррозии показана на фотографиях (рисунок 18). Видно, что язвы, покрывавшие внутреннюю стенку трубы, не имели гладких краев. Внутри таких полостей процесс коррозии распространялся от язвы к язве вдоль оси трубы по неметаллическим включениям, вытянутым вдоль этого же направления. Вероятнее всего и зарождение процесса коррозионного разрушения не только на поверхностных дефектах, связанных с обработкой, но и на неметаллических включениях. На рисунке 17а видна строчка неметаллических включений у внутренней стенки трубы. Именно эта строчка в месте выхода на поверхность служит зародышем для образования коррозионной трещины, а в дальнейшем способствует распространению трещины вдоль оси трубы.

Учитывая все изложенное, можно предположить, что появление сквозных отверстий в стенке трубы происходило по следующей схеме. Причиной появления трещины в каждом конкретном месте поверхности являются дефекты обработки и неметаллические включения. Появляющиеся в процессе эксплуатации на поверхности трубы мелкие трещины практически не развиваются вглубь металла на внешней поверхности (рисунок 17). На внутренней поверхности трещины развиваются дальше под воздействием слабокислой среды, которая возникает в результате взаимодействия воды и углекислого газа, присутствующих в конденсате. Об этом свидетельствует присутствие карбоната железа на внутренней поверхности трубы [10].

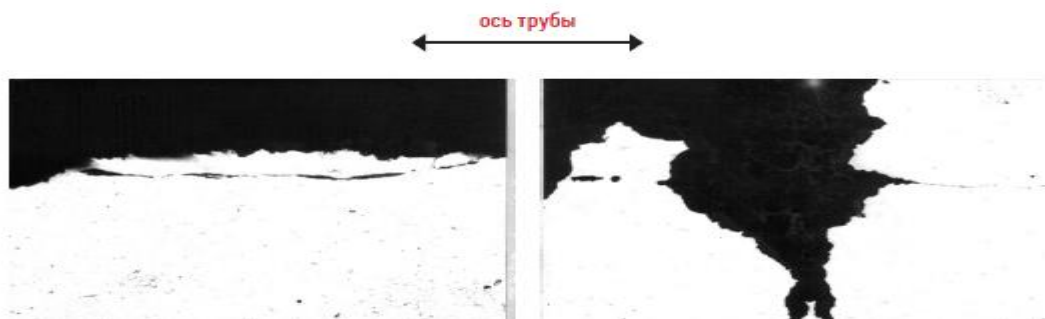


Рисунок 18 - Внутренняя поверхность трубы. Продольный нетравленный шлиф (при 200-кратном увеличении): а) строчка неметаллических включений у края трубы; б) распространение процесса коррозии по строчкам неметаллических включений

В коррозионно-активной среде внутри трубы поверхность трещин корродирует, образуются и растут язвы. При пересечении такой язвой строчки неметаллических включений коррозия распространяется и по осевому направлению (рисунок 18). В результате появляются подповерхностные коррозионные дефекты (рисунок 18а). Металл над этими дефектами оказывается слабо связанным с основой и может отслаиваться в результате абразивного процесса (в конденсате присутствуют абразивные частицы – кварц, частицы окислов), что приводит к появлению и росту язв в теле трубы вплоть до появления сквозных отверстий.

Таким образом, к появлению дефектов в трубе привел ряд факторов, основным из которых является наличие CO<sub>2</sub> в продукции скважины.

Для борьбы с углекислотной коррозией применяются обсадные и насосно-компрессорные трубы из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома. Для эксплуатации на месторождениях, где трубы подвергаются воздействию углекислого газа и ионов хлора (морская вода), хорошие результаты показала сталь с 13% хрома, технические требования к которой для группы прочности L80 сформулированы в стандарте API 5CT (таблица 3).

Таблица 3 - Химические составы сталей типа L80 9Cr, 13Cr по API 5CT

Марка стали	C	Si	Mn	Ni	Cr	Mo	Cu	P <sub>max</sub>	S <sub>max</sub>
L80-13Cr	0,15–0,22	≤ 1,00	0,25–1,00	≤ 0,5	12,0–14,0	–	≤ 0,5	0,020	0,010
L80-9Cr	≤ 0,15	≤ 1,00	0,30–0,60	≤ 0,5	8,0–10,0	0,90–1,10	≤ 0,5	0,020	0,010

Сопротивление общей коррозии (потере веса) и точечной коррозии (питтингу) в сталях типа L80 13Cr достигается за счет формирования устойчивой пассивной пленки на поверхности материала. Процент содержания хрома в стали определяется следующим образом. При повышении содержания хрома в стали до 10% скорость коррозии в среде, содержащей CO<sub>2</sub>, заметно снижается, а затем изменяется незначительно (рисунок 19). Таким образом, для обеспечения коррозионной стойкости хрома в стали должно быть не менее 10%.

В среде, содержащей CO<sub>2</sub>, нержавеющие стали 13Cr обладают значительно более высокой коррозионной стойкостью вплоть до температур 150 °С, нежели углеродистые и стали 9Cr (рисунок 20).

Сопротивление общей коррозии (потери веса) и точечной коррозии (питтинг) в сталях типа L80 13Cr достигается за счет формирования устойчивой пассивной пленки на поверхности материала.

Освоение производства труб из стали 13Cr впервые в отечественной практике было осуществлено на ОАО «Волжский трубный завод» (обсадные трубы) и ОАО «Синарский трубный завод» (насосно-компрессорные трубы).

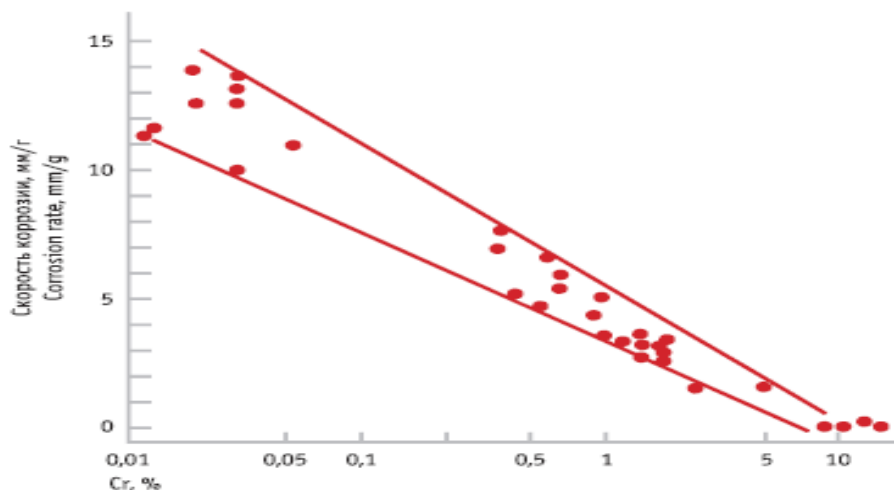


Рисунок 19 - Влияние содержания хрома в стали на коррозионную стойкость (искусственная морская вода: температура 60 °С; парциальное давление CO<sub>2</sub> 0,1 МПа; скорость потока 2,5 м/с; длительность испытаний 150 ч)

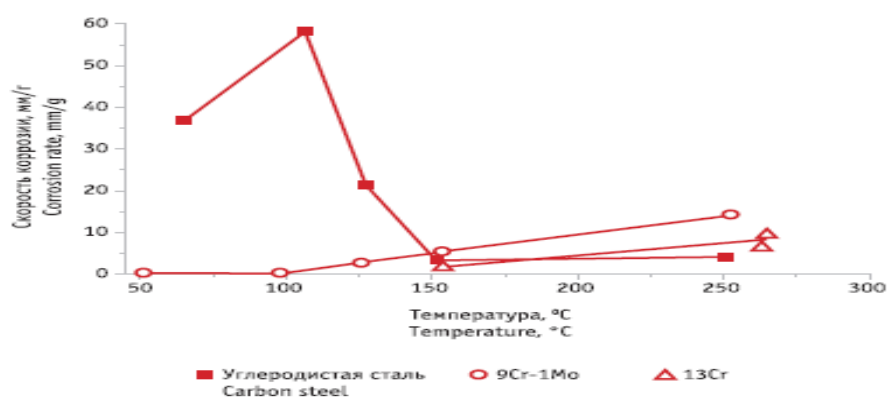


Рисунок 20 - Влияние температуры на скорость коррозии (искусственная морская вода: парциальное давление CO<sub>2</sub> 3,0 МПа; длительность испытания 72 ч; скорость потока 2,5 м/с)

### 2.1.3 Внутреннее полимерное покрытие серии ТС3000

Трубы с внутренними защитными покрытиями используются во всем мире уже более 60 лет. Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности труб позволяет защитить ее как от общей коррозии, так и от воздействия  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и сульфатовосстанавливающих бактерий. При этом снижается скорость образования АСПО, солеотложений, а также улучшаются гидравлические характеристики потока.

Материалы покрытий серии ТС3000 разработаны NilongGroup и различаются в зависимости от условий и задач применения.

Технологический процесс нанесения покрытия ТС3000 состоит из нескольких основных этапов:

- входной контроль;
- подготовка внутренней поверхности трубы посредством термического обезжиривания (при температуре  $400^\circ\text{C}$ ) и пескоструйной обработки;
- нанесение и полимеризация первого слоя покрытия (праймер);
- нанесение и полимеризация второго слоя (основной слой) покрытия (каждый этап нанесения покрытия сопровождается контрольными операциями);
- маркировка и упаковка труб.

Покрытия серии ТС делятся на жидкие и порошковые, при этом толщина жидких покрытий варьирует в интервале от 150 до 250 мкм, а порошковых – от 175 до 500 мкм (в зависимости от типа и назначения покрытия).

Надо отметить, что минимальная толщина покрытия обусловлена следующими параметрами:

- при толщине сухой пленки от 150 мкм внешний вид покрытия сохраняется в хорошем состоянии;
- повышается ударная стойкость покрытия;
- увеличиваются износостойкость и ее продолжительность;
- повышается продолжительность устойчивости к водяному пару;
- от толщины покрытия зависят его гидрофобные свойства: при толщине пленки 25~100 мкм водопроницаемость составляет 90~1150

г/(см<sup>2</sup>·Д)·10<sup>-5</sup>; 70~150 мкм – 33~653 г/(см<sup>2</sup>·Д)·10<sup>-6</sup>; 150~250 мкм – 27~340 г/(см<sup>2</sup>·Д)·10<sup>-7</sup>.

- усиливается стойкость к агрессивным средам.

На рынке труб с покрытиями присутствуют компании, которые наносят покрытия с толщиной сухой пленки менее 150 мкм, что приводит к снижению стоимости конечной продукции (за счет уменьшения расхода покрытия), но надо отметить, что это также влияет на защитные свойства покрытия, в том числе в отношении времени сохранения заявленных характеристик. Именно поэтому минимальная толщина покрытий серии ТС составляет 150 мкм.

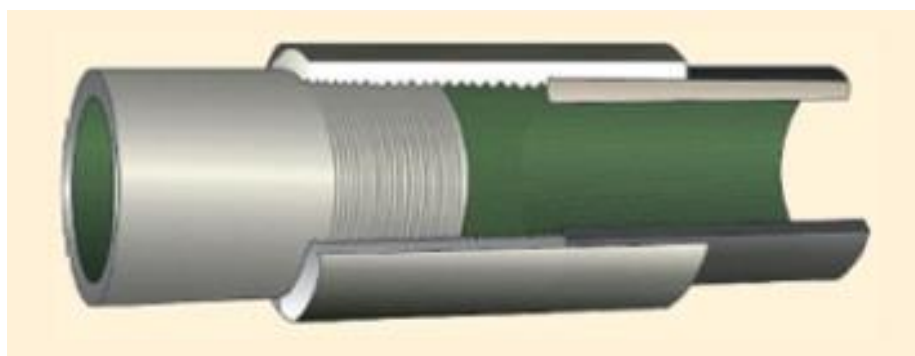


Рисунок 21 - 100% охват внутренней поверхности труб покрытием

Ключевое преимущество технологии нанесения состоит в том, что нанесение покрытий осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы труб, первые заходные витки резьбы ниппеля НКТ, а также на межниппельное пространство муфты, благодаря чему достигается 100% покрытие внутренней поверхности трубы (рисунок 21). Данная технология нанесения покрытия является общепризнанной и ее эффективность подтверждена многолетней практикой применения во всем Мире (Россия, Китай, США, Канада, страны ОПЕК и др.).

Для защиты резьбового соединения от задиров в процессе операций свинчивания-развинчивания, снижения рисков нарушения профиля резьбы в процессе сборки труб на скважине и, как следствие, увеличения максимального числа спускоподъемных операций (СПО) завод ООО «Техномаш» использует муфты с термодиффузионным покрытием (ТДЦ) взамен стандартно-применяемого фосфатирования (рисунок 22). Гарантия на СПО в зависимости от изготовителя ТДЦ может достигать до 20 операций, а реальные промышленные

результаты доказывают, что при соблюдении руководства по эксплуатации НКТ с муфтами ТДЦ число СПО может достигать 50-70 (для сравнения гарантия на СПО с муфтами с фосфатным покрытием составляет до 6 СПО).

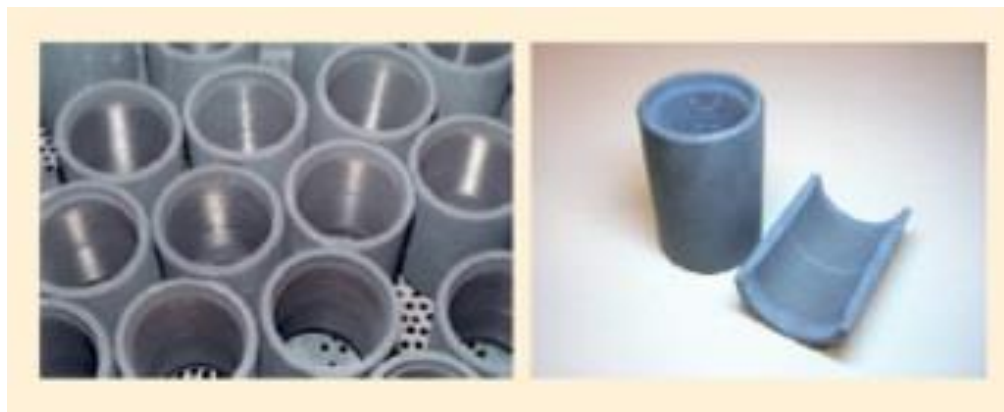


Рисунок 22 - Общий вид муфт с ТДЦ

Для защиты наружной поверхности на время транспортировки и хранения, в обязательном порядке (если заказом не предусмотрено иное) наносится наружное консервационное покрытие.

За разработку и испытания материалов отвечают два собственных научно-исследовательских центра (рисунок 23): Научный центр по изучению труб нефтегазового сортамента (г. Шанхай) и Научный центр по изучению химической промышленности (г. Шанхай), благодаря чему продукция отвечает высоким заявленным требованиям.

Трубы с покрытием ТС3000 успешно эксплуатируются в самых разных регионах России. Во всех случаях внедрение представленного покрытия позволяет увеличить наработку труб в разы (рисунок 23,24).

Так, в ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» трубы с покрытием ТС3000F были внедрены на 49 скважинах. Максимальная (текущая) наработка составила 2679 суток, а средний показатель в три раза превысил СНО стандартных решений. После осмотра всех подвесок НКТ принято решение об их повторном использовании.





Рисунок 23 - ТС3000 против коррозии

На месторождениях ОАО «Новосибирскнефтегаз» трубы с покрытием ТС3000F были внедрены на двух скважинах. Средняя (текущая) наработка увеличилась в 3,1 раза. По итогам осмотра подвески НКТ признаны пригодными для дальнейшей эксплуатации.

К началу 2017 года максимальная наработка на скважинах ООО «Газпромнефть-Хантос» превысила 1100 суток, а средний (текущий) показатель увеличился в четыре раза. По заключению специалистов ООО «Газпромнефть-Хантос» НКТ с внутренним защитным покрытием серии ТС3000 за время эксплуатации зарекомендовали себя как надежные.

В ООО «Газпромнефть-Восток» средняя наработка после применения покрытия увеличилась в 7,8 раза (данные по семи скважинам). Максимальная наработка по дате отзыва – 2200 суток. Подвески признаны годными к дальнейшей эксплуатации.

Наилучшим образом НКТ с покрытием ТС-3000F показали себя на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК (139 скважин), где было зафиксировано двадцатикратное увеличение наработки на отдельных скважинах (скважины категории К3 и К4 по классификатору «Томскнефти»). По результатам эксплуатации принято решение о тиражировании НКТ с внутренним покрытием ТС3000F.

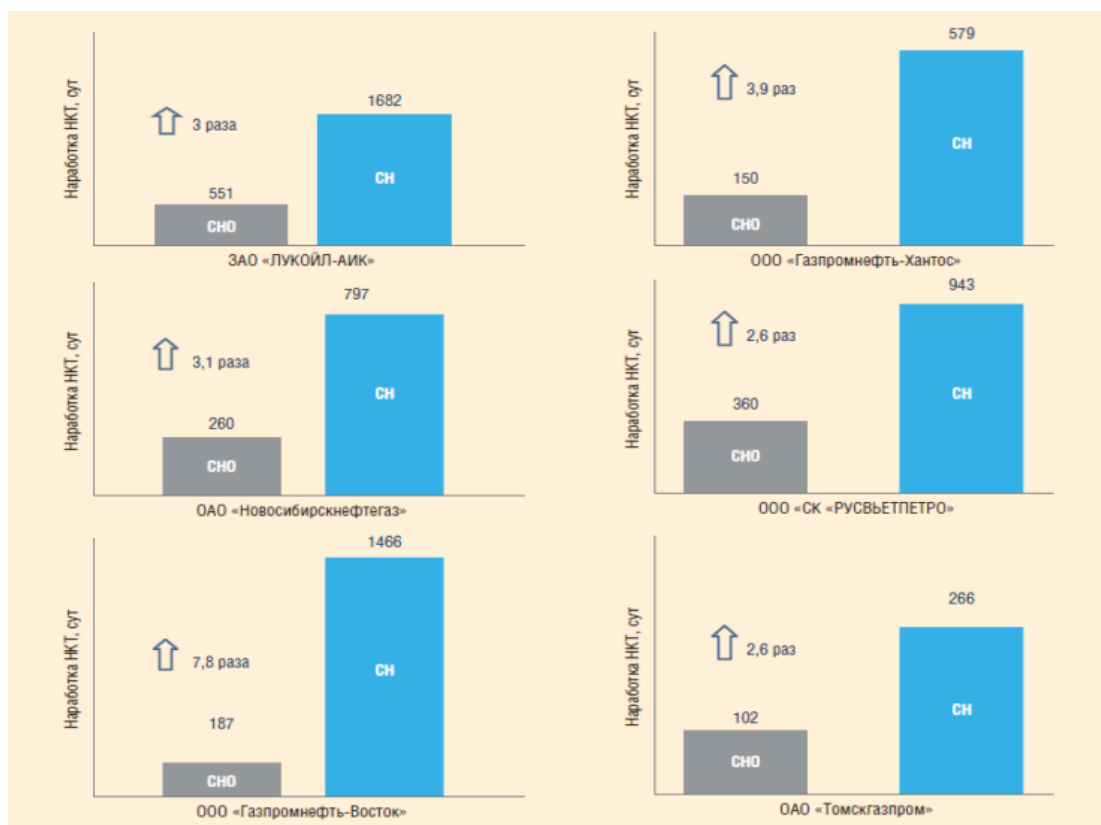


Рисунок 24 - ТС3000F против коррозии: средняя наработка НКТ до и после применения покрытия

В АО «ННК-Печоранефть» опыт применения НКТ с покрытием ТС3000F также признан положительным. Текущая наработка НКТ увеличилась в два раза.

В ОАО «Томскгазпром» увеличение наработки (текущей) по трубам с покрытием ТС3000F составляет 3,3 раза. Компанией принято решение о тиражировании технологии, и на текущий момент Заказчику поставлено более 5000 т продукции.

#### Опыт применение ТС3000 на фонде ППД

В результате применения труб с покрытием ТС3000 в нагнетательных скважинах ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» максимальная (текущая) наработка составила 1303 суток, а средняя (текущая) наработка увеличилась в 3,1 раза. Отмечен значительный рост наработки НКТ.

Результаты ОПИ, проводимых на водозаборном фонде одного из месторождений ХМАО с целью решения проблем коррозии, признаны успешными. Средняя (текущая) наработка увеличилась в 4,9 раз[11].

Экономический эффект для осложненных скважин при применении защитных покрытий серии ТС3000 достигается за счет увеличения наработки

НКТ, отсутствия затрат на закуп новых НКТ, сокращения числа ремонтов скважин и потерь нефти из-за простоев, что в конечном счете приводит к снижению себестоимости добычи нефти.

#### **2.1.4 Насосно-компрессорные трубы с покрытием ДЕЛЬТА5+**

Современные технические покрытия предназначены для нескольких целей, но в первую очередь покрытия применяются для отделения задачи выполнения устройством своей функции от задачи противостояния внешней среде. Правильно подобранное покрытие дает каждой части устройства заниматься своим делом, основному материалу устройства – работать, покрытию – защищать от неблагоприятных внешних воздействий.

Если говорить о нефтепромышленности, то погружное оборудование и колонны НКТ в процессе эксплуатации скважин подвергаются электрохимической коррозии, растрескиванию, механическому износу и усталости, эрозии и кавитации, трению, а также многим другим неблагоприятным факторам. Для давно эксплуатируемых месторождений естественна высокая обводненность добываемых флюидов, характерная для поздних стадий разработки. А для новых скважин в старых районах добычи растет глубина, что, в свою очередь, приводит к повышению температуры и давления и, как следствие, – к повышению коррозионной активности.

Для новых перспективных районов нефтедобычи, в дополнение к нелегким геологическим условиям освоения, характерна удаленность эксплуатируемых скважин от мест переработки и потребления нефтепродуктов. Эта удаленность умножает логистические и транспортные расходы, связанные с ремонтом скважин, так что долговременная бесперебойная работа оборудования приобретает особенную важность. Также переход к интенсивным способам эксплуатации скважин, заключающийся, например, в использовании мощных насосов ради высоких дебитов, приводит к возрастанию скорости извлекаемого потока флюидов, что значительно увеличивает как скорость коррозии, так и скорость абразивного износа. В подобных условиях черные трубы НКТ выходят из строя за несколько месяцев. Таким образом, в современной нефтегазовой промышленности задача противодействия внешним агрессивным воздействиям

эксплуатационной среды постоянно приобретает все большую актуальность и остроту, что приводит к потребности в разработке новых видов защитных покрытий в рамках мероприятий по снижению затрат нефтедобычи.

Факторы агрессивности среды:

- температура,
- давление,
- газовый фактор,
- углекислый газ,
- сера и сероводород,
- КВЧ (концентрация взвешенных частиц),
- минерализация.

В случаях, когда оборудованию приходится работать в условиях агрессивной среды, правильно подобранное покрытие является обязательным для обеспечения устойчивой работы. Защитные покрытия изолируют поверхность металла от контакта с коррозионной средой, предотвращают отложения солей и парафинов, защищают трубы от абразивного износа, уменьшают гидравлическое сопротивление, увеличивают количество циклов свинчивания-развинчивания и многое другое.

При наличии многофакторного агрессивного воздействия большое значение приобретают многосоставные, дуплексные или триплексные покрытия. Благодаря различной природе разных слоев покрытий возникает синергетический эффект возрастания устойчивости покрытия к комплексным коррозионным факторам.

Любое покрытие имеет свои пределы работоспособности в той или иной среде. Агрессивность сред определяет процессы разрушения покрытия, причем законы разрушения покрытия различны для разных сред. Принципиальная многофакторность воздействий среды требует гибких решений по противостоянию к агрессивным воздействиям. Каждый слой сконструирован так, чтобы успешно противостоять какому-либо из разрушающих воздействий.

Покрытие Дельта5+ на данный момент является дуплексной системой защиты (рисунок 25). Первый слой составляет железоцинковый интерметаллид,

получаемый инновационной модификацией термодиффузионного цинкования. Поверх железцинкового покрытия наносится современное полимерное покрытие. Дуплексное цинково-полимерное покрытие Дельта5+ это действенное средство повышения средней наработки на отказ НКТ, муфт, насосных штанг и другого погружного оборудования, а также лучшее антикоррозионное покрытие с повышенной износостойкостью [12].

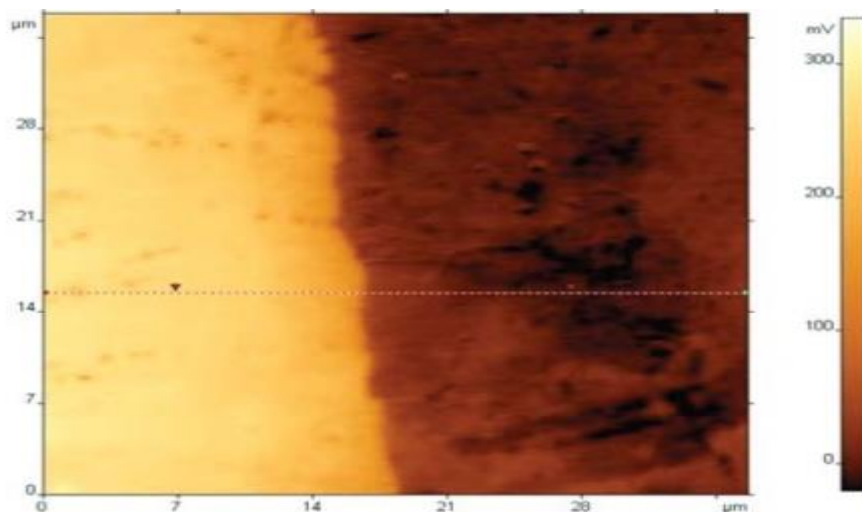


Рисунок 25 - Граница железцинкового слоя покрытия и стали трубы

Ключевые свойства покрытия Дельта 5+ по технологии НеоЦИНК:

1. Коррозионная стойкость. Скорость коррозии покрытия Дельта 5+ существенно ниже скорости коррозии черных труб. Это происходит благодаря совместному действию барьерной защиты, которую предоставляет полимерный слой, и протекторной защиты железцинковой основы.

2. Высокая износостойкость. Локальная твердость железцинкового интерметаллида обеспечивает высокое сопротивление абразивному износу, вызванному наличием примесей, а также механическому истиранию оборудования.

3. Увеличенный ресурс спускоподъемных операций. Высокая микротвердость приводит к многократному увеличению количества циклов свинчивания-развинчивания, без нарушения герметичности резьбы, в то время как черная труба теряет свой ресурс после 3–5 циклов. Это особенно важно для работы НКТ в составе технологических подвесок.

4. Удобство эксплуатации. Покрытие Дельта5+ не требует особых условий хранения и транспортировки, покрытию не страшны захваты трубных

ключей и спайдеров, не требуется специализированное оборудование на ремонтных базах. Также покрытие Дельта 5+ в силу своей диффузионной природы обладает исключительной адгезией, т.к. покрытие представляет собой неразрывное целое с телом трубы. Никакое разумное обращение не способно вызвать отслоение диффузионного слоя покрытия от основы. После ремонта трубы с покрытием Дельта5+ могут использоваться как обычные отремонтированные НКТ.

В результате ключевые свойства покрытия Дельта5+ по технологии «НеоЦИНК» позволяют увеличить срок службы НКТ до 7 раз по сравнению с обычной «черной» трубой.

### **2.1.5 Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии MAJORPACK**

Основная область применения технологий Majorpack – защита погружного скважинного оборудования для добычи нефти, эксплуатируемого в агрессивных условиях, включая среды с высокой коррозионной активностью и склонностью к образованию АСПО. Линейка, предлагаемая производителями, включает в многослойные покрытия серий MPAG96, MPLAG96и др., специальную предохранительную деталь (вставку) MajorpackStreamer (MP «Стример») для защиты торцевой части ниппеля НКТ и предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты, дуплексную систему защиты НКТ Majorpack GH6S и др. В России защитные технологии Majorpack успешно прошли лабораторные и промысловые испытания на месторождениях различных нефтяных компаний, подтвердив свою применимость в осложненных условиях эксплуатации.

Предлагаемые антикоррозионные покрытия Majorpack представляют собой многофакторную систему защиты, которая сочетает как протекторные, так и барьерные свойства (рисунок 26). 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.

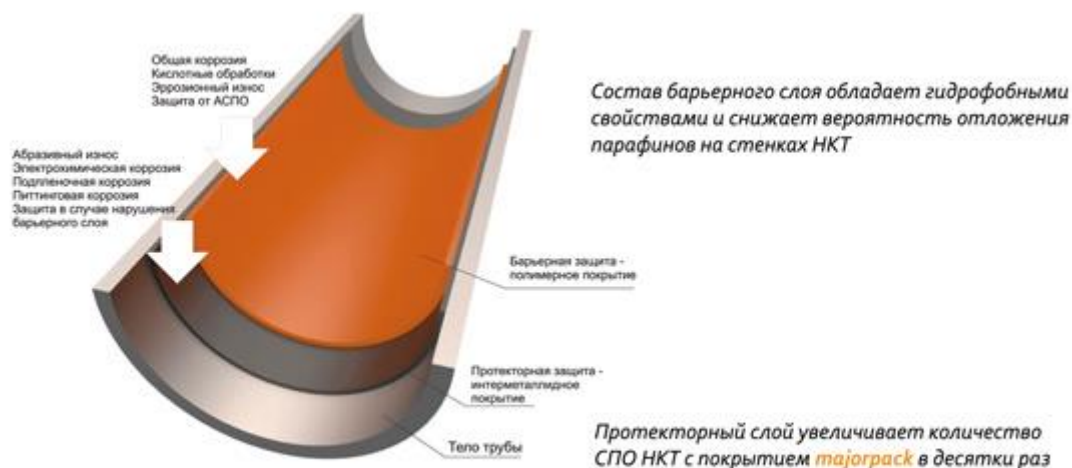


Рисунок 26 - Барьерная и протекторная защита Majorpack

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Интерметаллидный (протекторный) слой защищает НКТ от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он выполняет функцию праймера для барьерного слоя.

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

1. Покрытие Majorpack MPAG96 (рисунок 27). Это универсальная многофакторная технология, обеспечивающая комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия. Одновременно обеспечивается защита резьбового соединения. Наличие протекторного интерметаллидного слоя увеличивает ресурс резьбового соединения до 60 СПО (операции свинчивания и развинчивания). Термостойкость покрытия позволяет ему выдерживать рабочие температуры свыше 200°C. Адгезия к телу трубы составляет 12 МПа.

Промысловые испытания НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 проходили на одном из месторождений Нижневартовского региона. Спуск НКТ состоялся в ноябре 2012 года. Текущая наработка оборудования на коррозионном фонде составляет больше 1000 суток. Все подвески НКТ по-прежнему находятся в работе.

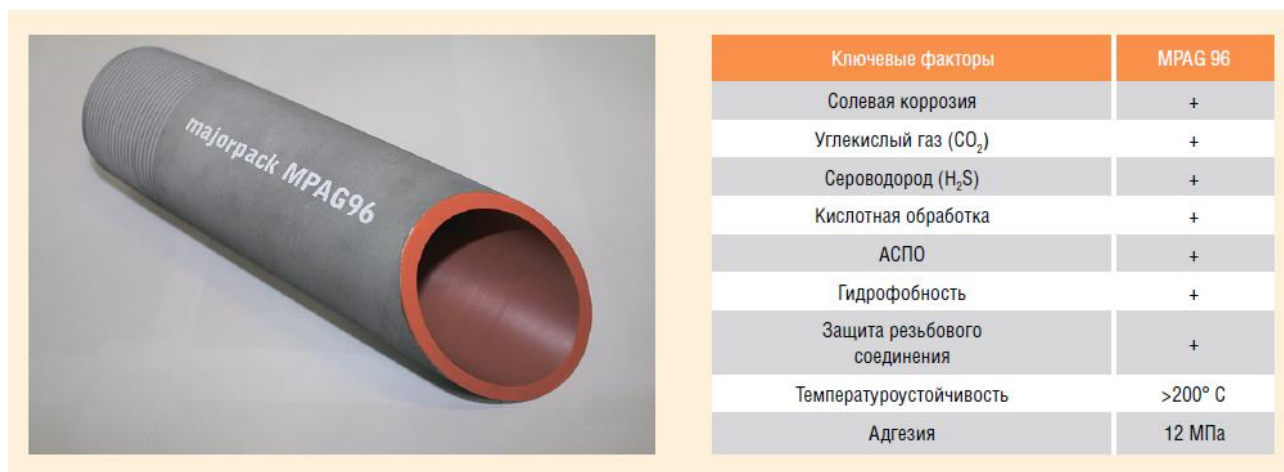


Рисунок 27 -Защитное покрытие Majorpack MPAG96

С января 2012 года на Урманском месторождении ООО «Газпромнефть-Восток» проводились испытания НКТ с покрытием Majorpack MPAG96 модификации С. Для скважин месторождения до применения покрытия Majorpack MPAG96 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 НКТ с защитным покрытием Majorpack MPAG96 был 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 28). Все десять спущенных комплектов НКТ по-прежнему находятся в работе, из них семь отработали свыше 600 суток (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 MPA96 составляла 217 суток, после внедрения – более 1088 суток.

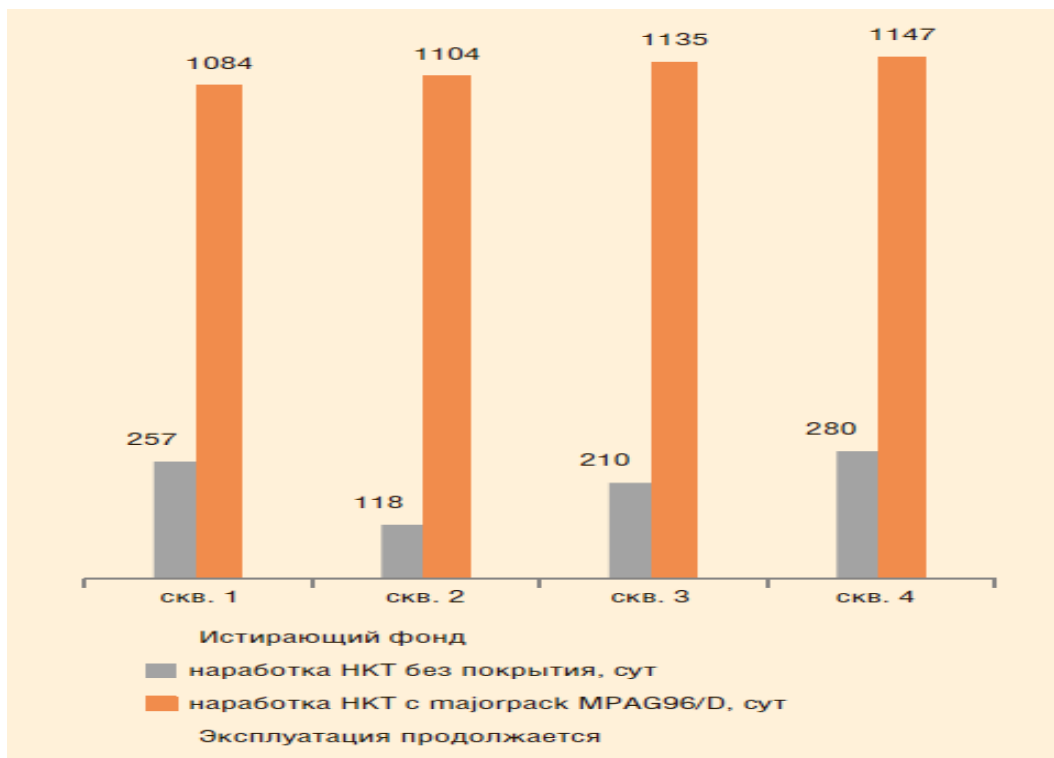


Рисунок 28 - Опыт применения защитного покрытия Majorpack MPA96/D в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

2. Основное предназначение покрытия Majorpack MPA96 – 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 29).



- Покрытие – защита от осложняющих факторов
- Защита:
  - от углекислотной коррозии
  - при кислотных обработках
- Внутренняя барьерная защитная система

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

\* Опционально возможно, по согласованию с заказчиком

## Рисунок 29 - Защитное покрытие Majorpack MPLAG96

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 ННО составляла от 60 до 150 суток.

3. Дуплексная защитная система Majorpack GH6S, предназначенная специально для погружного оборудования, эксплуатация которого проходит в коррозионно-агрессивных условиях (рисунок 30). Внутренняя защитная поверхность выполнена из нержавеющей стали, внешний протекторный слой – из интерметаллида.



Рисунок 30 - 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 межнипельного пространства от коррозионноэрозионных явлений [13].

1. Предохранительная деталь MajorpackStreamer (МР «Стример») создана специально для защиты торцевой части nipple НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межнипельного пространства муфты (рисунок 30). «Стример» изготовлен из термостойкого армированного пластика, способного выдерживать температуры от -40 до 250°C. Оборудование адаптировано для треугольной резьбы, популярной в российской нефтедобыче, и может менять ширину в зависимости от ширины межнипельного расстояния (от 21 до 26 мм). Применение МР «Стример» актуально при скоростях потока от 5-10 м/с (рисунок 31).



На фото: инсталлятор стримера

Рисунок 31 - Установка MajorpackStreamer

Оборудование может также предустанавливаться в муфты НКТ в заводских условиях (рисунок 32).



До использования majorpack Streamer

После эксплуатации с majorpack Streamer

Рисунок 32 - Резьбовое соединение НКТ и муфт до и после установки MajorpackStreamer

## **2.2 Технологии борьбы с коррозионной агрессивностью**

### **2.2.1 Контейнер «Трил-К» (коррозия)**

В течение 2016 года контейнеры «Трил» использовались в структурных подразделениях большинства крупных нефтедобывающих компаний России, включая ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», и в зарубежных компаниях.

Принцип работы контейнеров «Трил» следующий: ингибитор «Трил» помещается в скважину в контейнере, который устанавливается под насос перед спуском оборудования после бурения скважины либо во время очередного подземного (ПРС) или капитального (КРС) ремонта скважины. Добываемая жидкость омывает контейнер снаружи и, вымывая через дозировочные устройства контейнера ингибитор, подвергается необходимой обработке.

В процессе работы контейнера действие ингибитора сводится к обволакиванию частиц солей и асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ), находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно-насосного оборудования (ГНО). Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов частиц, выпадающих в осадок. Благодаря этому вредоносные частицы выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии. Важно отметить, что ингибитор «Трил» может применяться по всей технологической цепочке добычи нефти.

На рисунке 33 схематично представлена компоновка элементов ПСК в скважине. Контейнер «Трил» может применяться при добыче нефти любыми способами, включая механизированную добычу при помощи установок штанговых глубинных (УШГН) и электроцентробежных (УЭЦН) насосов, а также при фонтанном способе добычи нефти.

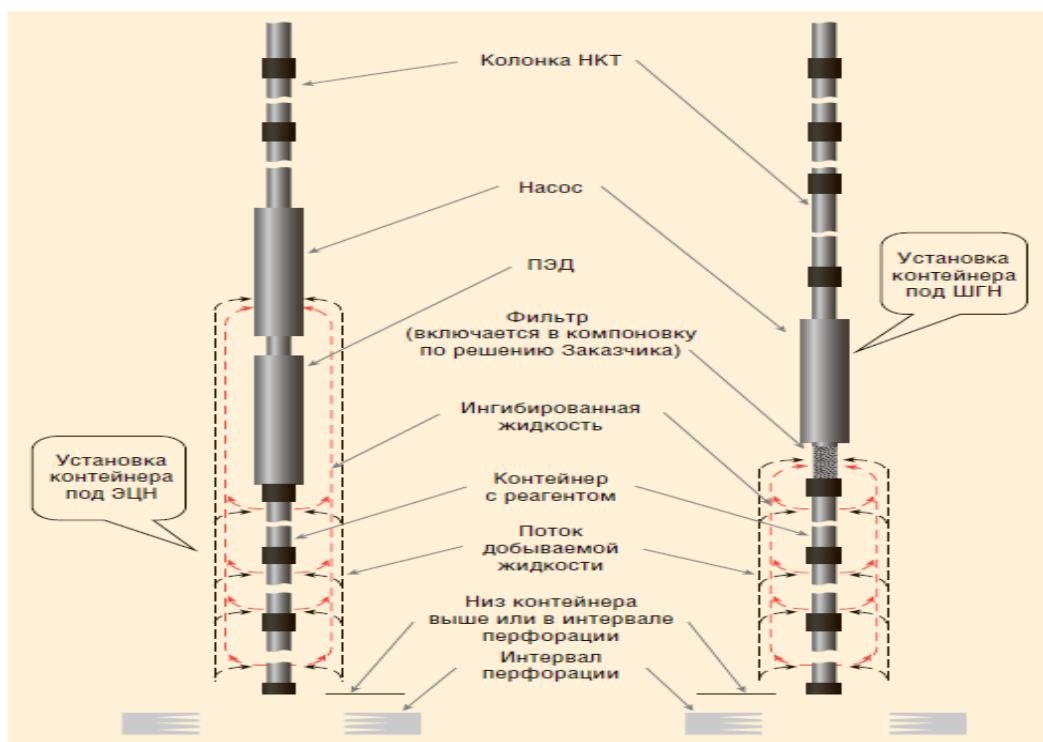


Рисунок 33 - Схема компоновки контейнера в скважине

Контейнеры «Трил» поставляются в разобранном виде, заполненные ингибитором. Стандартный контейнер типа МР-73 занимает три погрузочных места, каждое из которых весит не более 65 кг, что удобно при погрузке-разгрузке.

Зачастую для оптимальной защиты ГНО в процессе ввода скважины в эксплуатацию из бурения или ремонта, или после ГРП, желательно варьировать концентрацию реагента или даже использовать различные ингибиторы на разных стадиях процесса. Различные концентрации ингибитора или виды реагентов требуются для откачки буровых растворов, жидкостей глушения и ГРП, а также в зависимости от изменения концентрации механических примесей в добываемой продукции скважины.

В этой связи главная задача обеспечить возможность изменения дозировки и типа подаваемых реагентов с учетом динамики параметров работы скважины. При этом главной задачей по-прежнему оставалась эффективная защита ГНО при добыче пластовой жидкости.

Решить поставленную задачу удалось, создав многосекционную компоновку ПСК, каждая секция которой настраивается на дозирование одного

или нескольких реагентов одновременно или поочередно, в том числе с варьируемой скоростью дозирования (рисунок 34).

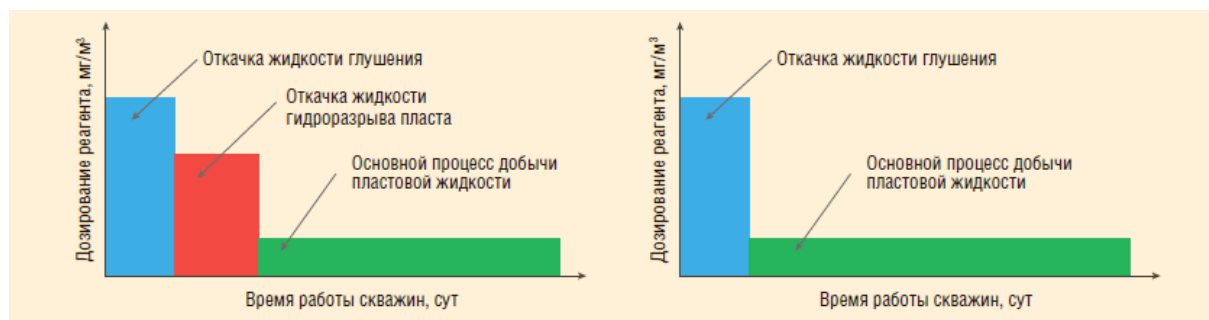


Рисунок 34 - Схема дозирования при одновременном дозировании разных реагентов

### 2.2.2 Анализ способов ингибирования скважин

История применения ингибиторов коррозии насчитывает несколько десятилетий, основные объекты защиты — это нефтепроводы и водоводы, по которым перекачиваются пластовые воды отдельно или совместно с нефтью. В то же время реагенты для защиты ГНО и НКТ скважин стали использовать сравнительно недавно и, как показывает практика, объемы применения ингибиторов коррозии для защиты ГНО и НКТ с каждым годом возрастают в связи увеличением МРП обработанных скважин. Очевидно, что эффективность проводимых работ зависит от выбора марки ингибитора коррозии и технологии его применения.

Ингибиторы коррозии изготавливаются для борьбы как с углекислотной, так и с сероводородной коррозией и включают в себя водорастворимые, самодиспергируемые и диспергируемые реагенты, обладающие высокой термостабильностью, что позволяет применять их для защиты от коррозии ГНО и НКТ. Все производимые ингибиторы коррозии до момента их промышленного применения проходят многочисленные лабораторные, стендовые и опытно-промышленные испытания. Лабораторные исследования по определению защитных свойств ингибиторов коррозии (дополнительно к тестам по оценке защитных свойств гравиметрическим методом) в различных условиях проводятся на специализированном высокотехнологичном оборудовании (АСМ Instruments). Комплекс испытаний ингибиторов коррозии включает измерение

скорости коррозии методом LPR; проведение теста на прочность создаваемой пленки на поверхности металла с помощью цикловольтамперметрии; качественную оценку прочности и толщины создаваемой пленки на поверхности металла посредством электрохимического импеданса. После проведения всего комплекса исследований и при получении положительных результатов по всем методам продукт рекомендуется для испытаний в промышленных условиях.

Ингибиторная защита ГНО и НКТ включает в себя технологии, которые в различной степени являются эффективными и обладают как достоинствами, так и недостатками (таблица 4).

Таблица 4 - Сравнение технологий применения ингибиторов коррозии

Технология	Достоинства	Недостатки
Периодическая закачка водного раствора ингибитора коррозии в затрубное пространство	Возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации за счет ввода ингибитора коррозии. Невысокие в большинстве случаев капитальные и эксплуатационные затраты на технологию. Отсутствие капитальных вложений в приобретение и установку дозирующих устройств. Возможность применения для временной защиты	Сложность планирования обработок, что обусловлено отсутствием точной расчетной модели процесса выноса ингибитора. Неравномерный вынос ингибитора коррозии. Непостоянная концентрация ингибитора коррозии в защищаемой системе
Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство по средством мобильных УДР	Возможность гибкого реагирования на изменение коррозионной ситуации за счет ввода ингибитора коррозии. Невысокие в большинстве случаев капитальные и эксплуатационные затраты на технологию. Возможность применения для временной защиты	Сложность планирования обработок, что обусловлено отсутствием точной расчетной модели процесса выноса ингибитора. Неравномерный вынос ингибитора коррозии. Непостоянная концентрация ингибитора коррозии в защищаемой системе
Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством СУДР	Обеспечение постоянной концентрации ингибитора коррозии в защищаемой системе. Возможность гибкого реагирования на изменение технологических характеристик скважины и коррозионной ситуации за счет своевременного изменения дозировки ингибитора	Необходимость затрат на приобретение и обслуживание дозирующих установок. Метод нецелесообразен для временной защиты скважины. Потери реагента на стенках затрубного пространства
Постоянная подача ингибитора коррозии посредством СУДР патрубкам на забой скважины	Обеспечение постоянной концентрации ингибитора коррозии в защищаемой системе. Возможность гибкого реагирования на изменение технологических характеристик скважины и коррозионной ситуации за счет своевременного изменения дозировки ингибитора. Прямая подача реагента на забой скважины без потерь	Необходимость затрат на погружные трубки и дозирующие установки, их обслуживание и эксплуатацию. Метод нецелесообразен для временной защиты скважины. Необходимость поднятия, снятия/установки трубок при подъеме НКТ. Слабая ремонтпригодность

В таблице 5 приведены результаты промышленного применения ингибитора коррозии «Кормастер 1035» для защиты подземного оборудования скважин за период с 2008 по 2010 год в дочерних предприятиях ОАО «ТНК-ВР»: ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие» и ОАО «Варьеганнефтегаз», а также в ООО «РН-Пурнефтегаз» ОАО «НК Роснефть».

Контроль процессов ингибирования осуществляется с помощью мониторинга остаточного содержания ингибитора коррозии в добываемой жидкости и определению скорости коррозии с помощью установки на устье скважин образцов — свидетелей коррозии (ОСК). В качестве критерия оценки остаточного содержания ингибитора коррозии в пластовых водах принято значение 5 мг/л.

Таблица 5 - Результаты промышленного применения ингибитора коррозии «Кормастер 1035» для защиты ГНО и НКТ

Месторождение (предприятие)	Период применения	Кол-во ингиб-х скв., шт.	Наработка на отказ,сут.		Количество отказов, шт		Метод подачи ингибитора коррозии
			до ингибир.	при ингибир.	до ингибир.	при ингибир.	
Ершовое (ОАО«Варьеганнефтегаз»)	С 2006 года	70	274	423	90 (2009г.)	59 (2010г.)	Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство в виде водного раствора (2 раза в месяц)
Верхне-Калик-Еганское и Северо-Варьеганское (ОАО «Варьеганнефтегаз»)	С 2010 года	17	248	439	23 (январь 2010г.)	13 (декабрь 2010г.)	Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством СУДР
Хохряковская группа ОАО«ННП»	С 2010 года	49	252	478	66(февраль 2010г.)	36 (декабрь 2010г.)	Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство в виде водного раствора (2 раза в месяц)
Комсомольское и Барсуковское месторождение ООО «РН-Пурнефтегаз»	С 2010 года	29	81	149	60	21	Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство посредством СУДР

Анализ выноса ингибитора коррозии при периодической закачке показал, что остаточное содержание реагента «Кормастер 1035» менее 5 мг/л наблюдалось после первого отбора (на 2–5-е сутки) в 5% случаев и после второго отбора (на 10–12-е сутки) — в 17%, т.е. содержание ингибитора ниже 5 мг/л после второго отбора в целом закономерно. При постоянной подаче реагента с помощью СУДР остаточное содержание стабильно на уровне 4–10 мг/л.



Таким образом, организация эффективной ингибиторной защиты ГНО и НКТ скважин должна включать комплексный анализ работы скважины и добываемой жидкости, мероприятия по выбору эффективного ингибитора коррозии и технологии его применения. Выбор метода ингибирования скважин в большинстве случаев является прерогативой нефтяной компании и выполняется с учетом вопросов экономики и логистики. Говорить о фактическом преимуществе перечисленных методов не приходится из-за разнообразия технических характеристик скважин на одном предприятии. Основным критерием выбора метода являются дебиты скважин коррозионно-осложненного фонда. Построение комплексного подхода позволит наиболее эффективно организовать ингибиторную защиту коррозионного фонда скважин.

Ингибирование коррозии методами постоянной и периодической подачи реагента в скважины для защиты подземного оборудования является экономически целесообразным и способствует дополнительной добыче нефти, снижает экологические риски при относительно небольших затратах, позволяет сокращать объем работ по ПРС и КРС и т.д.

Опыт промышленного применения ингибитора коррозии «Кормастер 1035» свидетельствует о высокой эффективности данного реагента констатировать, что ингибиторные обработки внутрискважинного оборудования значительно увеличивают МРП скважин, защищая от коррозионных разрушений подземное оборудование скважины (НКТ, УЭЦН, кабеля) и выкидные линии[15].

## **2.3 Расчет потребностей в материально-технических ресурсах для организации защиты внутрискважинного оборудования от коррозии**

### **2.3.1 Расчет потребности ингибиторов для защиты скважин от коррозии**

Допущения и положения, принятые при определении потребности.

#### **1. Период планирования.**

Периодом планирования устанавливается год, при этом потребность разбивается по месяцам планируемого года.

#### **2. Количество скважин осложненного коррозией фонда.**

3 Количество скважин коррозионно-осложненного фонда, предполагаемые к ингибиторной защите, определяется по результатам анализа «Сводки по коррозионной ситуации» (Ш-01.06.05.03-03). Определяющие параметры – межремонтный период (МРП), причина остановки скважины, коррозионные факторы: скорость газо-жидкостной смеси (ГЖС), скорость коррозии по разборам отказов, агрессивность коррозионной среды (содержание  $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ). Удельный расход реагента.

Удельный расход химического реагента определяется на основании статистических данных фактического удельного расхода за год (Ш-01.06.05.03-03), предшествующий планируемому (или средний расход за несколько предшествующих лет).

4 Расчет потребности ингибитора коррозии для защиты внутрискважинного оборудования

Потребность в ингибиторе для защиты скважин и ВСО от коррозии на год по каждому защищаемому объекту рассчитывается по формуле (1):

$$X_{i_{ик}} = k_i \times Q_{i_{ж}} \times q \times 10^{-6} \times 365, \quad (1)$$

где:

$X_{i_{ик}}$  – потребность в ингибиторе коррозии для обработок  $i$ -той скважины на заданном месторождении на планируемый период (365 дней),  $m^3$ ;

$k_i$  – коэффициент пересчета планируемого увеличения или снижения дебита добываемой жидкости  $i$ -той скважины на последующий год (данные отдела разработки);

$Q_{i_{ж}}$  – среднесуточный текущий дебит  $i$ -той скважины,  $m^3$ ;

$q$  – удельный расход ингибитора коррозии,  $г/м^3$ ;

$10^{-6}$  – перевод граммы в тонны;

365 – количество дней в году.

Потребность в ингибиторе коррозии в целом по заданному месторождению рассчитывается с учетом осложненного коррозией фонда скважин и определяется по формуле (2):

$$X_{ик} = \sum_{i=1}^n X_{i_{ик}}, \quad (2)$$

где:

$X_{ик}$ —годовая потребность в ингибиторе коррозии по осложненному фонду скважин заданного месторождения; м<sup>3</sup>

$n$  —общее количество скважин осложненного коррозией фонда, шт.

ДЗО формирует потребности в химических реагентах и высылает на согласование с курирующим подразделением в КЦ. Согласованная потребность передается в ДЗО для утверждения.

### **2.3.2 Расчет потребности труб НКТ в коррозионнотойком исполнении**

В основе расчета объемов закупок лежит число скважин осложненного фонда. Из числа скважин осложненного фонда необходимо вычесть число скважин, защита которых может производиться дозированием ингибиторов коррозии (как правило, число таких скважин невелико). Число скважин, фактически защищаемых ингибированием не учитывается, поскольку данный метод может реализовываться как временная мера защиты до обеспечения скважин оборудованием в КСИ. Объем закупок НТК в коррозионнотойком исполнении определяется исходя из стадии выполнения мероприятий по защите от коррозии.

В первый год начала мероприятий по защите от коррозии охват фонда осложненных коррозией ВСО скважин должен составлять не менее 50%, расчет осуществляется по формуле(3):

$$N_{скв} = (ОФ - Синг)*0,5, \quad (3)$$

где:

$N_{скв}$  – число скважин для защиты;

ОФ-осложненный фонд скважин;

Синг- число скважин, защищаемых ингибированием.

Объем потребности в метрах рассчитывается по формуле (4):

$$M = N_{\text{скв}} * L, \quad (4)$$

где:

M-объем потребности (м)

$N_{\text{скв}}$ -число скважин для защиты

L – средняя длина подвески НКТ (м)

Объем потребности в штуках составляет:

$$N_{\text{нкт}} = M / 10, \quad (5)$$

где:

$N_{\text{нкт}}$ - объем потребности (шт)

10 – средняя длина 1 трубы НКТ (м)

Во второй год проведения мероприятий по защите охват защитными мероприятиями должен составлять не менее 90% осложненного фонда (10% - скважины, вновь добавленные в число осложненных).

Третий и следующие годы реализации мероприятий по защите. Потребность третьего года связана только с обеспечением новых скважин, зачисляемых в коррозионный фонд и объема возмещения НКТ в коррозионностойком исполнении, которое в текущем году отработает более 1000 суток. Число новых скважин, которые поступят в коррозионный фонд, определяется в соответствии с прогнозом развития коррозионной ситуации по материалам базовых или периодических научных исследований, либо, в случае отсутствия таких исследований – статистическим методом с сохранением тренда предыдущего года.

### **3. КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЙНОЙ АГРЕССИВНОСТЬЮ (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)**

При анализе сводки по коррозии за 2015 год на «Х» месторождения Западной Сибири в основном фонде скважин (таблица 7 приложения А) было выявлено большая часть аварии произошло по причине мейза-коррозии в верхнем интервале НКТ, а также сплошных отверстий по той же причине.

Мейза-коррозия представляет собой процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлами, например, телом НКТ. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения НКТ (в виде язв, расположенных цепочкой, или язв, слитых воедино).

Скорость мейза-коррозии достигает 8–10 мм/год. Мейза-коррозия характерна для «Х» месторождения, где наблюдается высокий вынос абразивных частиц, повышенное содержание CO<sub>2</sub> и очень высокие скорости потока. Без применения защитных покрытий на многих скважинах этого месторождения развита мейза-коррозия, которая приводит к сквозным повреждениям уже через 3–6 месяцев.

Проведенный анализ технологической эффективности на «Х» месторождении в 2015 год, показал, что:

- Применение контейнеров «Трил-К». Благодаря технологии «Трил» изменение дозировки и типа подаваемых реагентов с учетом динамики параметров работы скважины. При этом удалось создать многосекционную компоновку ПСК, каждая секция которой настраивается на дозирование одного или нескольких реагентов одновременно или поочередно, в том числе с варьируемой скоростью дозирования для эффективной защиты ГНО при добыче пластовой жидкости.
- Замена НКТ с многослойным покрытием серии Majorpack MPAG96. Это универсальная многофакторная технология, обеспечивающая комплексную защиту НКТ при наличии таких осложняющих факторов, как агрессивная углекислотная коррозия, сероводородная коррозия. Одновременно обеспечивается защита резьбового соединения.

- А также НКТ с покрытием TC3000F. Данное полимерное покрытие на внутренней поверхности труб позволяет защитить её как от общей коррозии, так и от воздействия CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S и сульфатовосстанавливающих бактерий.

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные затраты 4850 руб.          Затраты на спецоборудование 26927 руб.          Основная заработная плата исполнителей НИ 203035 руб.          Дополнительная заработная плата исполнителей темы 24364 руб.          Отчисления во внебюджетные фонды 68674 руб.          Накладные расходы 13251 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент города Томска -1,3</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценочная карта конкурентных технических решений</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта</i>

#### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

**Задание принял к исполнению студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич		



## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

В данном разделе представляется описание расчета стоимости технологии повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири.

#### **4.1.1 Цели и актуальность проекта**

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 6.

Таблица 6 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Усовершенствование традиционной технологии эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири.
	Повышение объёмов нефтеотдачи при эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири.

В таблице 7 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 7 –Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях коррозионной агрессивности на месторождениях Западной Сибири.
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Применение данной технологии обеспечивает увеличение объёмов добываемой продукции.
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
<u>Требования к результату проекта:</u>	<u>Требование:</u>
	Соблюдение требований к документации  Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле (6):

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (6)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Где вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 8, где  $b_{k1}$  – альтернативная технология,  $b_{k2}$  – текущая разработка.

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения разработок

Факторные признаки (Pj)	Вес критерия, $w_j$	Баллы		Конкурентоспособность	
		$b_{ip}$	$b_{i1}$	$B_{jp}$	$B_{j1}$
1	2	3	4	5	6
<b>Технические критерии оценки</b>					
1. Помехоустойчивость	0,1	9	9	0,9	0,9
2. Трещиностойкость	0,2	9	8	1,8	1,6
3. Мобильность	0,2	10	7	2	1,4
4. Эффективность работы	0,05	2	2	0,1	0,1
5. Наличие дорогостоящего оборудования	0,1	8	9	0,8	0,9
6. Простота эксплуатации	0,1	10	9	1	0,9
<b>Экономические критерии оценки</b>					
1. Цена	0,05	8	7	0,4	0,35
2. Финансирование научной разработки	0,1	8	8	0,8	0,8
3. Трудоемкость	0,1	8	9	0,8	0,9
<b>Итого</b>	1	-	-	8,6	7,85

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ - Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Первый этап SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии;</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями;</p> <p>С3. Экологичность технологии изготовления;</p> <p>С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований;</p> <p>Сл2. Большое количество конкурентов;</p> <p>Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию;</p> <p>Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Создание новых технологий получения целевого продукта;</p> <p>В2. Развивающиеся конкурентные отношения;</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;</p> <p>В4. Сокращение численности безработных.</p>		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «-». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 10 – 13.

Таблица 10 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Возможности проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 11 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 12 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		C1	C2	C3	C4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 13 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

<b>Слабые стороны проекта</b>					
<b>Угрозы проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 14.

Таблица 14 – SWOT-анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</b>  С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии  С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.  С3. Экологичность технологии изготовления  С4. Актуальность научного исследования.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</b>  Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований.  Сл2. Большое количество конкурентов  Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию.  Сл4. Вероятность получения брака.</p>
<p><b>Возможности</b>  В1. Создание новых технологий получения целевого продукта  В2. Развивающиеся конкурентные отношения  В3. Повышение стоимости конкурентных разработок  В4. Сокращение численности безработных</p>	<p><b>Направления развития</b>  В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки.  В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области.  В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.</p>	<p><b>Сдерживающие факторы</b>  В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.</p>
<p><b>Угрозы</b>  У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства  У2. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p><b>Угрозы развития</b>  У1С2. Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов.  У2С2. Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.</p>	<p><b>Уязвимости:</b>  У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.</p>

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.

## 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение количества исполнителей для каждой из работ;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

## 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула (7):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (7)$$

где  $t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{mini}}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы (8).

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} \quad (8)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (9):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (9)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;



$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле (10):

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (10)$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году (2022 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 16.

Таблица 16 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ожж}$ , чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18

9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
<b>Итого:</b>	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 35). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

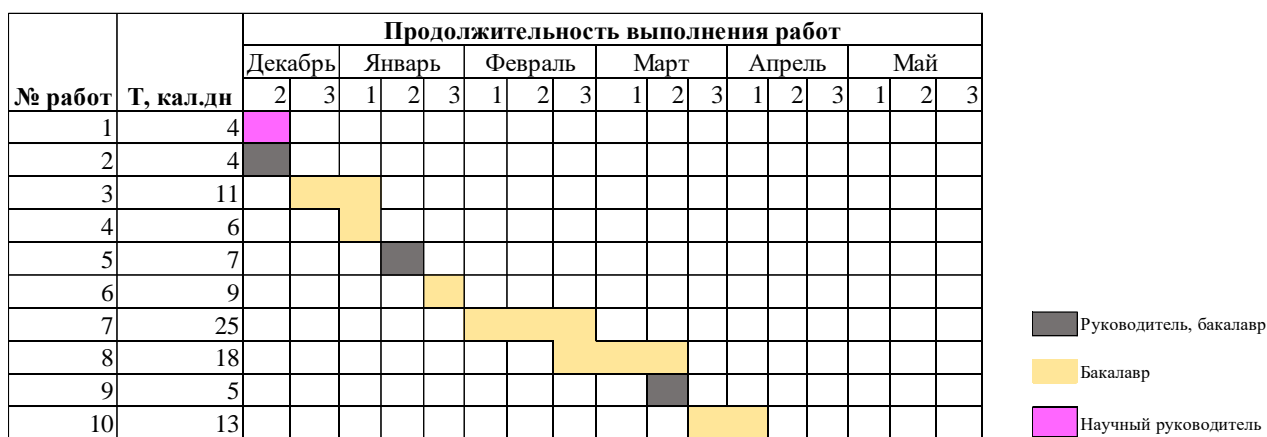


Рисунок 35 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением.

В этой работе использовалась группировка затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;

- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

#### 4.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	4	1 360
Картридж для лазерного принтера	3 490	1	3 490
Итого:			4850

#### 4.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом (11):

$$A = \frac{C_{перв} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100}, \quad (11)$$

где  $A$  – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{перв}$  – первоначальная стоимость объекта;

$H_a = 100/T_{cl}$  – норма амортизационных отчислений;

$T_{cl}$  – срок службы;

$t$  – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
<b>Итого:</b>					<b>26927,1</b>

#### 4.3.3 Зарботная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается зарботная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает зарботную плату по окладу, дополнительную зарботную плату, а также премии и доплаты.

Основная зарботная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле (12):

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (12)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная зарботная плата, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная зарботная плата рассчитывается по формуле (13):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_\partial}, \quad (13)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб.дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_{\partial}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (Таблица 19).

Таблица 19 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	52	52
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
– отпуск	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 20.

Таблица 20 –Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_{б}$ , руб.	$k_p$	$Z_{м}$ , руб	$Z_{дон}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2360,6	33	77900
Инженер	23800	1,3	30940	982,2	98	125135,1
<b>Итого:203035,1 руб.</b>						

#### 4.3.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.) (14).

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн}, \quad (14)$$

где  $Z_{дон}$  – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{дон}$  – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

В таблице 21 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 21 – Заработная плата исполнителей проекта

<b>Заработная плата</b>	<b>Руководитель</b>	<b>Студент (инженер)</b>
Основная зарплата	77900	125135,1
Дополнительная зарплата	9348	15016,2
Зарплата исполнителя	87248	140151,3
<b>Итого по статье: 227399,3руб.</b>		

#### **4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды**

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников (15).

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{дон}), \quad (15)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

<b>Исполнитель</b>	<b>Руководитель</b>	<b>Студент (инженер)</b>
Основная заработная плата, руб.	77900	125135,1
Дополнительная заработная плата, руб.	9348	15016,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	26348,9	42325,7
<b>Итого по статье: 68674,6 руб.</b>		

#### **4.3.6 Накладные расходы**

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 23 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
26927,1	4850	203035,1	24364,2	68674,6	328851

Величина накладных расходов определяется по формуле (16):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (16)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 24.

Таблица 24– Бюджет затрат проекта

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	4850
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	26927,1
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	203035,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	24364,2
5	Отчисления во внебюджетные фонды	68674,6
6	Контрагентские расходы	300,00
7	Накладные расходы	13251,64
<b>Бюджет затрат проекта: 341403руб.</b>		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 344843 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

#### **4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как (17):

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (17)$$

где  $I_{фин}^{испi}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$$I_{фин}^{Исп1} = \frac{341403}{500000} = 0,68$$

$$I_{фин}^{Исп2} = \frac{403500}{500000} = 0,81$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом (18):

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i, \quad (18)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 25), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – альтернативная технология.

Таблица 25 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Оценка Исп. 1	Оценка Исп. 2
Трудоемкость изготовления	0,3	5	3



Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
Универсальность	0,1	4	3
Надежность	0,2	4	4
Материалоемкость	0,25	5	2

$$I_{p-Исп.1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 = 4,55$$

$$I_{p-Исп.2} = 3 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 = 3,1$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{Исп.i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (19):

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин}}, \quad (19)$$

Таблица 26– Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,58	0,83
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,1
Интегральный показатель эффективности	7,8	3,7

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

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

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
3-2Б8Г1		Цой Борис Анатольевич	
<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<b>Объект исследования:</b> нагнетательная скважина; <b>Область применения:</b> кустовая площадка, нефтедобывающие объекты; <b>Рабочая зона:</b> полевые условия <b>Размеры рабочей зоны:</b> 60*60 м; <b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура; <b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> метод поддержания пластового давления
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования;</li> <li>2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;</li> <li>3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</li> <li>4. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание)</li> <li>5. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования;</li> </ol>

	<p>6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022)</p>
<p><b>Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов;</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействий вредных и опасных факторов</li> </ul>	<p><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека;</li> <li>– производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения;</li> <li>– Повышенный уровень шума.</li> </ul> <p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> <li>– Взрыво – и Пожароопасность</li> </ul> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i> вентиляция и очистка воздуха, кондиционирование воздуха, осветительные устройства, звукоизолирующие устройства, устройства защитного заземления, специальная защитная одежда при работе с вредными веществами.</p>
<p><b>Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> химическое загрязнение СЗЗ - 120 м</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт, утилизация отработавшего оборудования;</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами, продукты жизни деятельности персонала;</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</b></p>	<p><b>Возможные ЧС</b></p> <p>Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо;</p> <p>Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение;</p> <p>Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;</p>

	Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик <b>Наиболее типичная ЧС: пожар</b>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич		

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Цой Борис Анатольевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данном разделе рассматриваются факторы возможного влияния сырья, энергии, потребляемой на установке, технологического оборудования и условий работы на рабочий персонал и окружающую среду, а также описываются возможные чрезвычайные ситуации с указанием мер по их ликвидации, приводятся правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности. Абсолютно безопасных и безвредных условий труда не существует, задачи охраны труда состоят в том, чтобы при максимальной производительности труда обеспечить рабочему персоналу достаточно комфортные условия и свести до минимума вероятность повреждений, заболеваний и производственных аварий.

В данной работе рассматривается анализ причин загрязнения призабойной зоны пласта. Следовательно, рабочие процессы происходят в полевых условиях. Рабочее место имеет размеры 60\*60 м.

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

Создание безопасных условий и охрана труда на производстве обеспечивается выполнением установленных законодательством РФ условий безопасности работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, ведении технологических процессов, а также применении в производстве инструментов, сырья и материалов. Параметры климата, температуры, перемещения воздушных масс на рабочем месте соответствуют ГОСТ 30494-2011 [16].

При бурении скважин, места труда персонала будут удалены от мест постоянного проживания, т.е. проектом предусматривается применение вахтового метода работы. Для вахтовых методов организации работ характерно удлинение продолжительности рабочего дня. Увеличение рабочего дня позволяет увеличить периоды отдыха, на время которых работники возвращаются в места постоянного проживания. При вахтовом методе организации труда возникает необходимость суммированного учета рабочего времени, когда 40-часовая рабочая неделя обеспечивается не каждую конкретную календарную неделю, а в среднем за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за год. Продолжительность межвахтового

отдыха принимается в соответствии с Трудовым кодексом РФ [15]. Местом работы при вахтовом методе считаются объекты, на которых осуществляется непосредственная трудовая деятельность. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Работа проводится по специальному графику рабочего времени, утвержденному заказчиком.

Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междуменного отдыха. К работам, выполняемым вахтовым методом, не будут привлекаться рабочие и служащие моложе 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов.

При сменной работе (2 смены по 12 часов) каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового кодекса РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие. При составлении графиков сменности работодатель учитывает мнение представительного органа работников. Графики сменности, как правило, являются приложением к коллективному договору. Графики сменности доводятся до сведения работников не позднее, чем за один месяц до введения их в действие. Работа в течение двух смен подряд запрещается. Перерыв для приема пищи составляет 60 минут один раз в смену.

График работы вахтовым методом разработан с учетом требования ФЗ №90 и учитывает переработку рабочего времени [17].

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором. Часы

переработки (20 час.) рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней (10 дней) с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, а также предоставляется дополнительный день отдыха во время рабочей вахты.

Продолжительность междувахтового отдыха составляет 15 дней. Переработка составляет 52 часа, при этом обеспечивается нормальная продолжительность рабочего времени, не более 40 часов в неделю при 5 дневной рабочей неделе, за счет сокращения рабочего времени в отдельные дни в соответствии с графиком ежедневной работы и предоставлением дополнительных дней отдыха, присоединяемых к очередному отпуску.

На проектируемом объекте персонал обслуживает технологические установки, линейные объекты, объекты вспомогательного назначения. Обслуживающий персонал производит профилактический осмотр и ремонт оборудования согласно технологическому регламенту с перерывами на обогрев в холодное время и обед. У каждого рабочего имеется зона обслуживания в соответствии с его должностной инструкцией.

При обслуживании проектируемых объектов режим труда и отдыха необходимо организовать согласно трудовому кодексу РФ.

В целях оптимизации напряженности трудовой деятельности рекомендуется чередование периодов работы с перерывами на отдых в соответствии с типовыми режимами труда и отдыха.

## **5.2 Производственная безопасность**

Мероприятия по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, при введении скважин в эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. от 05.04.2016) [34] по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль состояния окружающей среды выполнения природоохранных мероприятий, а

также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

Основные мероприятия по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами:

– допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование;

– обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях, или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства;

Таблица 27 – Опасные и вредные факторы

<b>Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)[19]</b>	<b>Нормативные документы</b>
Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека;	МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности»; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы". Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"



Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*; СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Взрыво – и Пожароопасность.	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

### **5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

#### **5.3.1 Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека**

Организация режимов труда и отдыха при работе с ПЭВМ в соответствии с СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы"[18] осуществляется в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы", для видов трудовой деятельности устанавливаются 3 категории тяжести и напряженности работы с ПЭВМ, которые определяются: для группы А - по суммарному числу

считываемых знаков за рабочую смену, но не более 60 000 знаков за смену; для группы Б - по суммарному числу считываемых или вводимых знаков за рабочую смену, но не более 40 000 знаков за смену; для группы В - по суммарному времени непосредственной работы с ПЭВМ за рабочую смену, но не более 6 часов за смену. Для предупреждения преждевременной утомляемости пользователей ПЭВМ рекомендуется организовывать рабочую смену путем чередования работ с использованием ПЭВМ и без него. Текущую работу можно отнести для группы В.

При возникновении у работающих с ПЭВМ зрительного дискомфорта и других неблагоприятных субъективных ощущений, несмотря на соблюдение санитарно-гигиенических и эргономических требований, рекомендуется применять индивидуальный подход с ограничением времени работы с ПЭВМ. В случаях, когда характер работы требует постоянного взаимодействия с ВДТ (набор текстов или ввод данных и т.п.) с напряжением внимания и сосредоточенности, при исключении возможности периодического переключения на другие виды трудовой деятельности, не связанные с ПЭВМ, рекомендуется организация перерывов по 10 - 15 мин. через каждые 45 - 60 мин. работы, согласно МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности»[24].

### **5.3.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;**

Метеорологические условия, или микроклимат, в производственных условиях определяются следующими условиями:

- 1) температурой воздуха  $t$  (°С);
- 2) относительной влажностью  $\varphi$  (%);
- 3) скоростью движения воздуха на рабочем месте  $v$  (м/с).

При определенном сочетании перечисленных выше показателей микроклимата в производственном помещении человек будет испытывать ощущение теплового комфорта на протяжении всего времени проведения на

рабочем месте. Состояние теплового комфорта оказывает значительное влияние на работоспособность, а именно на производительность труда

К мероприятиям, обеспечивающим оптимальный микроклимат помещений, относятся: удаление источников избыточного тепловыделения; автоматизация и механизация тяжелого физического труда; защита от теплового излучения; удаление избыточного тепловыделения при помощи вентиляции; оптимизация параметров микроклимата посредством кондиционирования; отопление; меры индивидуальной защиты и личная профилактика нарушения водно-солевого обмена.

В таблице 2 представлены оптимальные величины показателей микроклимата в рассматриваемом производственном помещении согласно табл. 2, согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"[23].

Таблица 28 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Се-зон года	Категория работ	Температура, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Теплый	Средней тяжести	20-22	16-27	40-60	<70	0,3	0,2-0,5
Холодный	Средней тяжести	17-19	15-21	40-60	<75	0,2	<0,4

При отклонении от норм параметры микроклимата можно регулировать применением системы кондиционирования воздуха и системы отопления. В зимний период для поддержания необходимой температуры используется система регулируемого центрального водяного отопления.

### 5.3.3 Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны также считается одним из факторов, влияющих на работоспособность человека.

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы. Источники возникновения: отсутствие возможности организации естественного освещения.

По нормам освещенности, согласно СП 52.13330.2016 [27], работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений. Требования к освещению помещения представлены в таблице 3.

Таблица 29 – Требования к освещению помещений при работе с ПК [28]

\* Нормируется в случае необходимости обзора окружающего пространства

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд и подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении и зрения на рабочую поверхность, %	Искусственное освещение			
				Средняя освещенность, лк, не менее	Цилиндрическая освещенность, лк	Объединенный показатель UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности, %, не более
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	Б-1	Не менее 70	400	100*	19	15
		Б-2	Менее 70	300	75*	22	20

Место рабочего освещается таким образом, чтобы был отчетливо виден процесс работы, не напрягая зрения, а также исключая прямое попадание источника света в глаза. В помещении присутствует естественное освещение.

К средствам нормализации освещения производственных помещений и рабочих мест относятся: источники света, осветительные приборы, световые проемы, светозащитные устройства, светофильтры.

#### Повышенный уровень шума

Шум достаточно сильно ухудшает условия труда и оказывают вредное воздействие на организм человека. Длительное воздействие шума на организм приводит к потере или ухудшению слуха, снижению остроты зрения, ухудшается

внимание, повышается давление крови. Сильное шумовое воздействие может вызвать серьезные заболевания сердечно-сосудистой и нервной систем.

Уровень шума в операторской не превышает 70 дБ.

Согласно СанПин 2.2.4.3359-16[19] предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать исходя из таблицы 3.

Таблица 30 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте [19]

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
	107	95	87	82	78	75	73	71	
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Нормативные значения, приведенные в таблице 3, применяются, если производится высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности.

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в полевых условиях можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка помещения, противошумные наушники, вкладыши [20].

### **5.3.5 Производственные факторы, обладающие свойствами физиологического воздействия на организм человека**

Все движущиеся машины и механизмы на производстве нефтегазовой промышленности, могут стать причиной различного рода телесных повреждений работника отрасли. Так как машины, оборудования представляют собой достаточно небезопасные устройства, в которых участвуют различные подвижные элементы, можно предположить, что повреждения, которые влекут за собой, могут быть достаточно серьезными для человека. При

автоматизированном производстве, т.е. без участия человека, возникает риск неожиданных движений оборудования без ведома работника.

Ситуации, связанные с такими несчастными случаями, влекут за собой летальные исходы(смерть), серьезные телесные повреждения (переломы, ушибы), а также материальные убытки (поломка устройства, механизмов, приборов).

Меры по предупреждению таких ситуаций выполняются в виде:

- установок ограждений на периметре работающих установок, оборудования;
- использование работниками средств индивидуальной защиты;
- использование оборудования, находящихся в списке реестра используемых устройств организации. Данный вид опасных факторов регламентируется и контролируется [21]

### **5.3.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Проходя через организм, электрический ток вызывает термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое действие тока вызывает ожоги отдельных участков тела, нагрев кровеносных сосудов, нервов, крови и т.п. Электролитическое действие тока выражается в разложении крови и других органических жидкостей организма и вызывает значительные нарушения их физико-химического состава. Биологическое действие тока проявляется как раздражение и возбуждение живых тканей организма, что сопровождается непроизвольными судорожными сокращениями мышц, легких и сердца. В результате могут возникнуть различные нарушения и даже полное прекращение деятельности органов кровообращения и дыхания.

Профессиональные заболевания вследствие данного фактора: болезни глаз или лейкемия (белокровие).

Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются:

- прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением;
- прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением;
- ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала;
- поражение шаговым напряжением и др.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электробезопасности: изоляция токоведущих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка ограждающих 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 [29].

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность в электроустановках, являются:

- А) оформление работы нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- Б) допуск к работе;
- В) надзор во время работы;
- Г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

### **5.3.7 Взрыво – и Пожароопасность**

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые

элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки.

Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением. Нефть относится к категории и группе взрывоопасных смесей - ПА–ТЗ, где ПА – категория смеси, соответствующая промышленным парам нефти, ТЗ – группа, соответствующая температуре самовоспламенения свыше 200°С до 300°С.

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

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м<sup>3</sup>, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м<sup>3</sup>. К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших возгораний, относятся пожарные краны, огнетушители, ящики сухого песка, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. Производить контроль за состоянием воздушной среды [30].

Профилактика пожаров – это совокупность превентивных мер, направленных на исключение возможности возникновения пожаров и ограничение их последствий.

Основные задачи пожарной профилактики:

- организация и осуществление наблюдения за противопожарным состоянием объекта;
- разработка и реализация мер пожарной безопасности;
- осуществление контроля за выполнением требований пожарной безопасности;
- разработка предложений по предупреждению пожаров;
- обучение мерам пожарной безопасности и действиям при пожаре;
- проведение противопожарной пропаганды;



- контроль за состоянием и работоспособностью систем и средств противопожарной защиты.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Операции ВПП сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды.

##### *Влияние селитебной зоны*

При добыче нефти проявляются другие органические и неорганические соединения. В связи с чем возможно химическое заражение селитебной зоны при возникновении аварии.

Для защиты селитебной зоны предусматриваются следующие средства защиты:

- санитарно-защитная зона,
- установление требований защиты к проектируемому зданию, технологическому процессу, оборудованию.

##### *Загрязнение гидросферы*

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами;
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды. В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов или других

вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

#### *Влияние на атмосферу*

Источниками выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов эксплуатации месторождения являются:

- транспортабельная котельная с котлами, работающая в период бурения новых скважин;
- дизельная электростанция (работает в период освоения и бурения при строительстве скважин и в период освоения при зарезки бокового ствола);
- дизельный цементировочный агрегат (работает в период освоения и бурения скважин);
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы, от планируемых источников являются: углеводороды, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- использование попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории месторождения осуществляется в составе программы экологического мониторинга (ПЭМ) месторождения.

#### *Влияние на литосферу*

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которые широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за разлива химических реагентов в почву.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель.

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

На этапе технологической подготовки газа наносится ущерб литосфере от утилизации отходов при выходе из строя компонентов устройства, утилизация люминесцентных ламп, микросхем. Для решения данной проблемы можно отправлять на переработку данные объекты.

#### **5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- замыкание в электрической сети;
- пожары, взрывы.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть

пройденны правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить травмы и даже летальный исход.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению людей, удостоверившись в собственной безопасности.

### **Выводы по разделу**

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

- разделу 1 п.1.13 правил устройства электроустановок (ПУЭ) рабочее помещение относится ко второму классу;
- норма освещенности на месторождении должна быть не ниже 10 люксов;
- категория помещения(операторной) по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории Б;
- Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).
- Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В период поздних стадий разработки месторождений процесс эксплуатации скважин осложняется интенсификацией коррозии, образованием неорганических солей, отложений твердых углеводородов и высоковязких эмульсий нефтепромыслового оборудования в результате высокой степени обводненности скважинной продукции. Вследствие чего в работе был поведён анализ условий образования коррозии и эффективности применяемых методов борьбы и предотвращения.

В работе рассмотрены способы и методы борьбы с различными видами коррозии скважинах, главной целью данной работы являлся – анализ физико-химических свойств металлов НКТ, противокоррозионной защиты и способов подачи ингибитора коррозии.

Из рассмотренных технологий противокоррозионной защиты такие как:

- Диффузно-цинковое покрытие насосно-компрессионных труб;
- Насосно-компрессорные трубы из стали мартенситного класса, содержащих 13% хрома;
- Внутреннее полимерное покрытие серии ТС3000;
- Насосно-компрессорные трубы с покрытием ДЕЛЬТА5+
- Насосно-компрессорные трубы с покрытием серии MAJORPACK;
- Установка в скважину контейнеров серии «Трил-К»;
- Закачка ингибитора установкой СУДР

В результате анализа методов было можно сделать следующие выводы:

1. Диффузионные цинковые покрытия на всю толщину покрытия состоят из железоцинковых интерметаллических соединений, обладающих большой твердостью 3360—5200 МПа, что обеспечивает покрытию достаточно высокую сопротивляемость различным агрессивным средам. Результаты многочисленных лабораторных, стендовых и промышленных испытаний диффузионных цинковых покрытий показывают, что они наиболее подходят для защиты от коррозии металлоизделий и конструкций, эксплуатирующийся в осложненных условиях, которые встречаются в нефтедобывающей отрасли, судостроении и

морском флоте, коксохимической, нефтеперерабатывающей и горнорудной промышленности и др.

2. Для борьбы с углекислотной коррозией применяются обсадные и насосно-компрессорные трубы из сталей мартенситного класса, содержащих 13% хрома. Для эксплуатации на месторождениях, где трубы подвергаются воздействию углекислого газа и ионов хлора (морская вода), хорошие результаты показала сталь с 13% хрома, технические требования к которой для группы прочности L80 сформулированы в стандарте API 5CT

3. Ключевое преимущество технологии нанесения состоит в том, что нанесение покрытий осуществляется не только на внутреннюю поверхность НКТ, но и на торцы труб, первые заходные витки резьбы ниппеля НКТ, а также на межниппельное пространство муфты, благодаря чему достигается 100% покрытие внутренней поверхности трубы.

4. При наличии многофакторного агрессивного воздействия большое значение приобретают многосоставные, дуплексные или триплексные покрытия. Благодаря различной природе разных слоев покрытий возникает синергетический эффект возрастания устойчивости покрытия к комплексным коррозионным факторам.

### Список используемых источников:

1. А.А. Н.П Жук. Курс теории коррозии и защиты металлов. М. «Металлургия» 1976. - 12с.сплошная
2. В.Н. Ивановский, Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от нее, Коррозия ТНГ, 2011, № 1. мейза
3. Журнал «Инженерная практика» <https://glavteh.ru>
4. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. СО<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003.
5. Большая энциклопедия нефти и газа. <https://www.ngpedia.ru>
6. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. СО<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. –М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – 187 с.
7. Гоник А. А., Корнилов Г. Г. Причины и механизм локальной коррозии внутренней поверхности нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири. «Защита металлов». –Т.35. –1999. - №1. –С.83-87.
8. Skolet I.L., Bonls M.R. Measurements under High Pressures CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S.// MaterialsPerformanse. – 1984. – Vol. 23, № 5.
9. И.В. Петров, А.С. Перов, О.В. Иванов ООО «НПО «Неоцинк» инновационная технология диффузионного цинкования «Неоцинк» – новые возможности для защиты от коррозии длинномерных Металлическихизделий и конструкций. Журнал «Национальная Металлургия» - 2009.
- 10.Б.А. Ерехинский<sup>1</sup>, В.И. Чернухин<sup>1</sup>, К.А. Попов<sup>2</sup>, А.Г. Ширяев<sup>3</sup>, С.А. Рекин<sup>3</sup>, С.Г. Четвериков трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии. Журнал «Коррозия территория нефтегаз» 2016. №3
- 11.ГЕТЬМАН А. В. эффективная защита труб осложненного фонда скважин внутренним полимерным покрытием серии тс3000. Журнал «Инженерная практика» 2014. №2

- 12.С.А. Скрипко ДЕЛЬТА 5+ «НЕОЦИНК» – эффективная защита НКТ в коррозионном фонде. Журнал «Коррозия территория нефтегаз» 2011. №3
- 13.Щелконогов С. М. «MAJORPASC» – опыт применения защитных систем НКТ. Журнал «Инженерная практика».2016. №4
- 14.ЗАВЬЯЛОВ Е. В. Методы противокоррозионной защиты ГНО и НКТ. Результаты применения ингибиторов коррозии. Журнал «Инженерная практика». 2011.
- 15.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- 16.Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.
- 17.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 18.ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 19.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
- 20.СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
- 21.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95Хаустов А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти / А.П. Хаустов, М.М. Редина. — М.: Дело, 2006. — 552 с.
- 22.ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»
- 23.СанПиН 1.2.3685-21. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 24.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.



25. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
26. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
28. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
29. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий
30. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.
31. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
- 32.1. Приказ Ростехнадзора №471 Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов.
33. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»
34. Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 1 – Сводка по коррозии «Х» месторождения за 2018год

Скважина	Фонд	Запускные данные			Доп. осложнения	Тип применяемой защиты	Технические характеристики типа защиты	Состав подвески	Зона повреждений	Тип коррозионного повреждения
		Q жидкости, м.куб./сут	% воды	Q нефти, м.куб./сут.						
106	Д	314	92	22	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	негерметичность нкт	
107	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно - цинковое покрытие	НКТ ДЦП+ УЭЦН (стандартное исполнение)	УЭЦН	Мейза-коррозия
108	Д	140	95	6	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Признаки коррозии отсутствуют	Признаки коррозии отсутствуют
110	Д	33,0	82,7	5	Соле-отложения	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)
114	Д	39	96	1	Соле-отложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 10.05.2013 Н/Г УЭЦН	Мейза-коррозия
120	Д	62	91	5	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, удлинитель и УЭЦН (отказ 02.2012), 109 НКТ (16.09.13)	Мейза-коррозия

121	Д	400	95	17	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ. 06.08.14 Промытость муфтового соединения на 289-290 НКТ, промытость УЭЦН	Мейза-коррозия
122	Д	75	86,3	9	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
126	Д	140	6,98	94,3	Соле-отложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ + НКТ ДЦП + НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД(корт.отверстия), УЭЦН, 13.01.14 На наружной поверхности десятой НКТ от подвесного патрубка, пять метров от муфты обнаружено сквозное отверстие 6мм. на внутренней поверхности муфт обнаружены следы коррозии достигающие от 0,5 до 1,5 мм в зоне установки стримеров	Мейза-коррозия
127	Д	169	93	10,0	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД, 24.08.2013 25-я НКТ	24.04.13 Сквозное отверстие в ПЭД, 24.08.2013 сквозное отверстие, мейза коррозия
149	Д	45	75,7	9,6	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС 3000 + НКТ MajorPack +УЭЦН (стандартное исполнение)	151 НКТ - отверстие (10.01.13)	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
201	Д	70	86,9	8	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-63) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия УЭЦН и кабель (отказ 07.02.2012), 67-ая НКТ	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
202	Д	300	96	10	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, насос	Мейза-коррозия
203	Д	26	67,8	6	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Негерметичность нкт	
205	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	Спущена воронка			1-я секция НКТ(3 СПО) и 2 секция НКТ (3 СПО) - поверхность НКТ+2 секция - повреждение резьбовой части 288 НКТ	поверхностно-неравномерная коррозия, язвенная коррозия резьбовой части

206	Д	47	87	5	Соле-отложения	ИЗ	Ингибиторная защита (Ипроден-К)	НКТ+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня удлинителя, Коррозия по корпусу УЭЦН, сквозное отверстие	Мейза-коррозия
209	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	Спущена воронка	-	НКТ+УЭЦН (стандартное исполнение)	При СПО, В 38НКТ обнаружено отверстие, 8мм. Коррозия корпуса УЭЦН	Мейза-коррозия
212	Д	115	95	5,0	нет	ЗП	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	отверстия 2см в НКТ (3шт)(1544м и 1677-зеркало)	Мейза-коррозия
213	Д	55	91,5	4	нет	-	Диффузионно - цинковое покрытие Сталь НКТ с содержанием хрома 1%	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	В интервале 424 м со 124 по 166 НКТ - сквозные отверстия.	Сквозное отверстие
221	Д	82	86	10,0	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
222	Д	146	97,6	3	нет	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно - цинковое покрытие	НКТ ДЦП+ УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
227	Д	65	95	3	нет	ЗП	Внутреннее защитное покрытие	НКТ ТС-3000 +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия по телу УЭЦН и кабелю	Сквозное отверстие
228	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия ГС , коррозия брони	Сквозное отверстие
229	Д	65,6	4,5	36	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+ НКТ MajorPack + УЭЦН (стандартное исполнение)	ЭЦН в работе (не демонтирован)	ЭЦН в работе (не демонтирован)
230	Д	110	95,8	4	нет	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие Внутреннее защитное покрытие	НКТ ДЦП+НКТ MajorPack +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозионные отверстия	сквозное отверстие

234	Д	16,221	82	2	Соле-отложения	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия брони удлинителя	Мейза-коррозия
235	Д	50	77	10	Соле-отложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, УЭЦН, кабельная линия, 21.04.14 Сквозное отверстие ЭЦН- по фланцу, на средней секции. 07.08.14 Негерметичность НКТ (коррозия)	Мейза-коррозия
236	Д	176	87,5	18	Соле-отложения	ЗП+ПЗ	Протектор коррозии (ПП-120) Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	22.07.13 Н/г ЭЦН	Сквозное отверстие
763	Д	900	97	22	Соле-отложения	ЗП	Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня кабеля	Мейза-коррозия
766	Д	остановлена	остановлена	остановлена	нет	ЗП	Внутреннее защитное покрытие	НКТ MajorPack +УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия брони удлинителя, коррозия по ПЭД	Мейза-коррозия

Таблица 7– Сводка по коррозии «Х» месторождения за 2015 год

Скважина	Q жидкости, м.куб./сут	% воды	Q нефти, м.куб./сут.	Скорость коррозии по стандартному образцу	Статус по защите	Доп. Осложнения	Тип применяемой защиты	Технические характеристики типа защиты	Состав подвески	Зона повреждений	Тип коррозионного повреждения
101			0	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД - корр.до 3мм, насос, броня	Мейза-коррозия
103	14	94	1	1,5	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 1405.2013 Коррозия УЭЦН	Мейза-коррозия
104	18	75	5	-	3	-	МТ+ЗП	внутреннее покрытие, сталь с содержанием хрома 1%	НКТ ТС 3000+26ХМФА+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
106	360	93	25	7,7	3	соли, УДР	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)		
107	96	96	4	10	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	УЭЦН	Мейза-коррозия
108			0	-	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	насос, до 1 мм, броня	
110	28	71	8	3,4	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)		
114	38	77	9	2	3	соли, УДР	ЗП, Трил К	диффуз.-цинк покрытие, Трилл-К	НКТ ДЦПг +УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, 10.05.2013 Н/Г УЭЦН	Мейза-коррозия
115	25	90	3	-	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с MajorPack+УЭЦН(стандартное исполнение)	07.06.14 При ТКРС на 17 НКТ отверстие 5 мм.	

118	24	84	4	-	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, <b>14.06.2013</b> - На 35 и 47 НКТ (Неоцинк 73В 2,5 СПО) устья обнаружены сквозные отверстия коррозионного характера 1-2 мм <b>17.07.2013</b> 51НКТ- отверстие 1мм(Неоцинк, 3,5СПО, наработка - 346суток.)	Мейза-коррозия
120	48	52	23	2,1	3		МТ	26ХМФА	НКТ 26ХМФА2+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, удлинитель и УЭЦН (отказ 02.2012), 109 НКТ (16.09.13)	Мейза-коррозия
121	412	97	12	1,5	3		ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ. 06.08.14 Промытость муфтового соединения на 289-290 НКТ, промытость УЭЦН	Мейза-коррозия
122	81	82	15	10,3	3	-	ЗП	диффуз.-цинк покрытие	НКТ с ДЦП+MajorPac+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
126	70,0	82,0	12,6	21	3	соли, УДР	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД(корр.отверстия), УЭЦН, 13.01.14 На наружной поверхности десятой НКТ от подвешного патрубка, пять метров от муфты обнаружено сквозное отверстие 6мм. на внутренней поверхности муфт обнаружены следы коррозии достигающие от 0,5 до 1,5 мм в зоне установки стримеров	Мейза-коррозия
127	162	96	6	-	3	-	ЗП, Трил К	внутреннее покрытие	НКТ с MajorPac+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, ПЭД, 24.08.2013 25-я нКТ	24.04.13 Сквозное отверстие в ПЭД, 24.08.2013 сквозное отверстие, мейза коррозия

149	37	62	14	-	3	-	ЗП, Трил К	диффузионно-цинковое покрытие, внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+MajorУЭЦН(стандартное исполнение)	151 НКТ - отверстие (10.01.13)	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
200	67,0	98,4	1,1	2	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, скв. Отверстие гидрозащита	Мейза-коррозия
201	63	72	18	7,5	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия УЭЦН и кабель (отказ 07.02.2012), 67-ая НКТ	Мейза-коррозия, сквозные отверстия
202	328	97	11	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, насос	Мейза-коррозия-
203	14,0	84,0	2,2	1,25	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня удлинителя	Мейза-коррозия-
205			0,0	1,5	3	-	МТ+ЗП	Сталь НКТ с содержанием хрома 1%+Диффузионно-цинковое покрытие	НКТ26ХМФА+ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	1-я секция НКТ(3 СПО) и 2 секция НКТ (3 СПО) - поверхность НКТ+2 секция - повреждение резьбовой части 288 НКТ	поверхностно-неравномерная коррозия, язвенная коррозия резьбовой части
206	55	89	6	-	3	соли, УДР	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня удлинителя	Мейза-коррозия
209	133	98	3	-	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ДЦП+НКТ Major+УЭЦН(стандартное исполнение)		
212	100	96	4	8	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, насос (авария апрель.12)	Мейза-коррозия



213	73,0	72,0	20,4	7,3	3	-	МТ+ЗП	Сталь НКТ с содержанием хрома 1% + диффузионно-цинковое покрытие	НКТ26ХМФА+ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, проникающая коррозия кабеля (отказ 19.02.2012)	Мейза-коррозия
221	17	73	4,6	1,5	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ MajorPac +УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
222	141,0	97,0	4,2	1,5	3	-	ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
227	20	96	1	-	3		ЗП	внутреннее покрытие	НКТ ТС 3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	-	-
228			0	8,7	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	-	-
229	22	57	9	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с Major +УЭЦН(стандартное исполнение)		
230	113	96	5	-	3	-	МТ	Сталь НКТ с содержанием хрома 1%	НКТ 26ХМФА2+УЭЦН (стандартное исполнение)	Коррозия ПЭД, н/г УЭЦН (25.09.13)	Мейза-коррозия
231	23	91	2	-	3		МТ	Сталь НКТ с содержанием хрома 1%	НКТ 26ХМФА2+УЭЦН (стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ	Мейза-коррозия
233	142	98	3	25	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие, ПЭД с монелью	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ. 30.07.14 Глубокая коррозия по телу УЭЦН, коррозия брони кл.Сквозное отверстие(коррозия) во фланцевом соединении между верхней и средней секцией.	Мейза-коррозия
234	18	84	3	-	3	соли, УДР (со скв.124)	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ с ДЦП+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, коррозия брони удлинителя	Мейза-коррозия

235	49	97	1	-	3	-	ЗП, Трил К	диффузионно-цинковое покрытие	НКТ ДЦП + Major+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, УЭЦН, кабельная линия, 21.04.14 Сквозное отверстие ЭЦН- по фланцу, на средней секции. 07.08.14 Негерметичность НКТ (коррозия)	Мейза-коррозия
236	199	82	36	-	3	-	ЗП	диффузионно-цинковое покрытие + внутреннее защитное покрытие	НКТ с ДЦП+ТС3000+УЭЦН(стандартное исполнение)	22.07.13 Н/г ЭЦН	Сквозное отверстие
763	871	95	44	10	3	-	ЗП	внутреннее защитное покрытие,	НКТ Major+УЭЦН(стандартное исполнение)	Верхние интервалы НКТ, броня кабеля	Мейза-коррозия
766	37	78	8	-	3	-	ЗП	внутреннее защитное покрытие,	НКТ Major+УЭЦН(стандартное исполнение)	-	-