

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ ОБОСНОВАНИИ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.246:620.197(571.1)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Дикилиев Руслан Исмаилович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

#### Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

**Планируемые результаты обучения**

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОПК-1,  ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>Р2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-1. ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>Р3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>Р4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>Р5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>Р6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>Р7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>Р8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>Р9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>Р10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Дикилиеву Руслану Исмаиловичу

Тема работы:

Комплексный подход при обосновании выбора технологии борьбы с коррозией на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 №59-120/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Процессы, происходящие с оборудованием в скважине, при высокой коррозионной активности. Характеристика коррозионных процессов. Анализ причин возникновения коррозии. Выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности. Анализ современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с коррозией. Анализ современных ингибиторов, применяемых при повышенной коррозионной активности. Коррозионностойкие материалы. Анализ конструкции резьбовых соединений.

	Порядок выбора метода защиты внутрискважинного оборудования от коррозии.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Анализ коррозионной активности внутрискважинного оборудования на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ технологий, применяемых для борьбы с коррозионной активностью в условиях месторождений Западной Сибири	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ коррозионной активности внутрискважинного оборудования на месторождениях Западной Сибири	
Анализ технологий, применяемых для борьбы с коррозионной активностью в условиях месторождений Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Дикилиев Руслан Исмаилович		02.03.2020

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2020	Анализ коррозионной активности внутрискважинного оборудования на месторождениях Западной Сибири	40
01.04.2020	Анализ технологий, применяемых для борьбы с коррозионной активностью в условиях месторождений Западной Сибири	40
08.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
04.05.2020	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		02.03.2020

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			02.03.2020

## Обозначения, определения и сокращения

**ЭК** – электрический кабель;

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**ГЖС** – газожидкостная смесь;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ЭЦН** – электроцентробежный насос;

**СПО** – спускоподъемные операции;

**АЭ** – акустико-эмиссионный метод контроля;

**ВТМ** – вихретоковой метод;

**РВС** – резервуар вертикальный стальной;

**УЗТ** – ультразвуковая толщинометрия;

**НК** – нейтронные каротаж;

**ПСК** – погружные скважинные контейнеры;

**ШГН** – штанговый глубинный насос;

**ШВН** – штанговый винтовой насос;

**ЭВН** – электропогружной винтовой насос;

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**МПТ** – металлопластмассовые трубы;

**ПФС** – полифениленсульфид;

**СВБ** – сульфатвосстанавливающие бактерии;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**АГПЗ** – газоперерабатывающий завод;

**ДЭА** – диэтаноламин;

**УДР** – установка дозирования реагента;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ЗУМПФ** – зона успокоения механических примесей флюида;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ОПЗ** – обработки призабойной зоны;

**НКТП** – насосно-компрессорные трубы с полимерным покрытием;

**КСИ** – коррозионностойкое исполнение.

**СПНКТ** – стеклопластиковые насосно-компрессорные трубы

**ПДВК** – предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 104 страниц, в том числе 23 рисунка, 13 таблиц, 26 формул. Список литературы включает 16 источников.

Ключевые слова: ингибиторная защита, осложнения при добыче нефти, коррозия, технологии защиты внутрискважинного оборудования.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и химические методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов и технологий защиты внутрискважинного оборудования от осложнений, вызванных коррозионной активностью на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация современных рецептур (по действующему веществу) ингибиторов коррозии, а также перспективы по применению более совершенных реагентов. Проведен анализ технологий и сопутствующих им химических реагентов, применяющихся для борьбы с коррозией на месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования выявлены положительные эффекты различных технологий, а именно ингибирования и коррозионностойких материалов.

Область применения: осложненный фонд скважин месторождений Западной Сибири.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	12
1.1 Процессы, происходящие с оборудованием в скважине, при высокой коррозионной активности .....	12
1.2 Характеристика коррозионных процессов.....	17
1.3 Анализ причин возникновения коррозии .....	22
1.4 Выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности.....	23
1.5 Анализ современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с коррозией .....	27
2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТЬЮ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	33
2.1 Анализ современных ингибиторов, применяемых при повышенной коррозионной активности .....	33
2.2 Коррозионностойкие материалы.....	54
2.3 Анализ конструкции резьбовых соединений .....	67
2.4 Порядок выбора метода защиты внутрискважинного оборудования от коррозии .....	72
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖЕМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
3.1. Критерии оценки эффективности способов защиты от коррозии внутрискважинного оборудования.....	76
3.2. Оценка эффективности неметаллических покрытий .....	77
3.3. Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты.....	77
3.4. Оценка эффективности технологических методов защиты.....	77

3.5. Сравнительная оценка разных методов защиты.....	78
3.5.1. Единый критерий сравнительной оценки.....	78
3.5.2. Сбор исходных данных для расчета.....	79
3.5.3. Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС .....	81
3.5.4. Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период .....	81
3.5.5. Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты.....	81
3.5.6. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС .....	82
3.5.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин.....	82
3.5.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования .....	83
3.5.9. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии .....	86
3.5.10. Расчет экономического эффекта.....	86
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	89
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	89
4.2 Производственная безопасность.....	90
4.3 Экологическая безопасность.....	94
4.3.1 Защита атмосферы .....	95
4.3.2 Защита гидросферы.....	96
4.3.3 Защита литосферы.....	97
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	103
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:.....	104

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на месторождениях Западной Сибири большое внимание уделяется проблеме, которая имеет весомое значение во все периоды добычи углеводородного сырья- коррозии.

Коррозия внутрискважинного оборудования — одна из основных проблем при эксплуатации нефтяных скважин. Она актуальна для всех месторождений, но особенно остро проявляется на месторождениях с высокой обводненностью добываемой продукции. Коррозия не только наносит ущерб металлическому оборудованию скважин — в результате обменных реакций, протекающих при коррозии, образуются различные вещества, которые при проникновении в призабойную зону пласта ухудшают ее фильтрационные свойства. Все это значительно повышает затраты на эксплуатацию скважины и может сыграть решающую роль при определении ее рентабельности, особенно на зрелых активах.

Актуальность данной работы заключается в выборе комплексного метода для предотвращения самопроизвольного разрушения металла под воздействием окружающей среды.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения методов и технологических составов для обработки скважин на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть способы антикоррозионной защиты внутрискважинного оборудования.
2. Проанализировать имеющийся опыт работы с технологическими рецептурами.
3. Оценить перспективы применения методов на месторождениях Западной Сибири.

# **1. АНАЛИЗ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

## **1.1 Процессы, происходящие с оборудованием в скважине, при высокой коррозионной активности**

Главная причина коррозии ЭК и УЭЦН заключается в постоянном контакте агрессивной среды с незащищенным металлом, а факторами ускорения коррозии выступают удаление естественной пассивирующей пленки оксидов, солей при высокой скорости движения ГЖС, абразивное воздействие кварцевого песка и увеличение скорости потока в кольцевом зазоре ПЭД — ЭК в скважинах с высоким газовым фактором.

Обычно из-за коррозии в первую очередь отказывает ПЭД. Благодаря применению антикоррозионных покрытий ПЭД удалось снизить количество отказов из-за коррозии ПЭД в 1,7 раза, количество отказов из-за коррозии НКТ увеличилось более чем в 1,5 раза.

Если рассматривать распределение отказов по установке ЭЦН, то в подавляющем большинстве случаев (70%) отказывает ПЭД, 8% отказов приходится на удлинитель, 6% — на протектор, 5% — на корпус УЭЦН.

Параметры эксплуатационного фонда скважин, осложненных коррозией, и остального фонда заметно отличаются. Так, обводненность по коррозионному фонду выше на 17–20%, газовый фактор — больше примерно на  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Разность между давлением насыщения и забойным давлением в скважинах с коррозией ПЭД небольшая, вследствие чего разгазирование происходит на корпусах УЭЦН и НКТ, что в совокупности с высокой скоростью потока и высоким газовым фактором приводит к кавитационно-эрозионному скалыванию защитных отложений и износу металла.

На месторождениях ОАО «ТНК-ВР» в Западной Сибири локальная коррозия подземного оборудования скважин встречается следующих видов: пятнами, питтинговая (язвенная), в виде бороздок (канавок), в виде плато, мейза-коррозия, контактная, подпленочная, гальваническая. Следует

отметить, что перечисленные виды местной коррозии, за исключением первых двух, встречаются только на подземном оборудовании.

Коррозия пятнами характеризуется образованием на поверхности металла повреждений в виде отдельных пятен, площадь которых значительно превышает глубину проникновения коррозии. Средняя глубина повреждений по месторождениям ОАО «ТНК-ВР» составляет 0,5–1,0 мм, поэтому данный вид коррозии, хотя и относится к локальным, сравнительно менее опасен, чем другие ее виды.



Рисунок 1- Питтинговая (язвенная коррозия)

Питтинговая (язвенная) коррозия характеризуется образованием язв (каверн), которые представляют собой полости в металле, начиная с поверхности. В некоторых случаях данный вид коррозии приводит к полному разрушению стенок корпуса и образованию в нем сквозных повреждений.

Скорость язвенной коррозии определяется по глубине образовавшихся повреждений, которые замеряются инструментально. Установив временной период работы оборудования, можно рассчитать скорость локальной коррозии. Например, если замеренная глубина язвенного повреждения — 3 мм, а срок эксплуатации оборудования — 8 месяцев, то в пересчете на год скорость коррозии составит:  $3 \times 12 / 8 = 4,5$  мм/год.

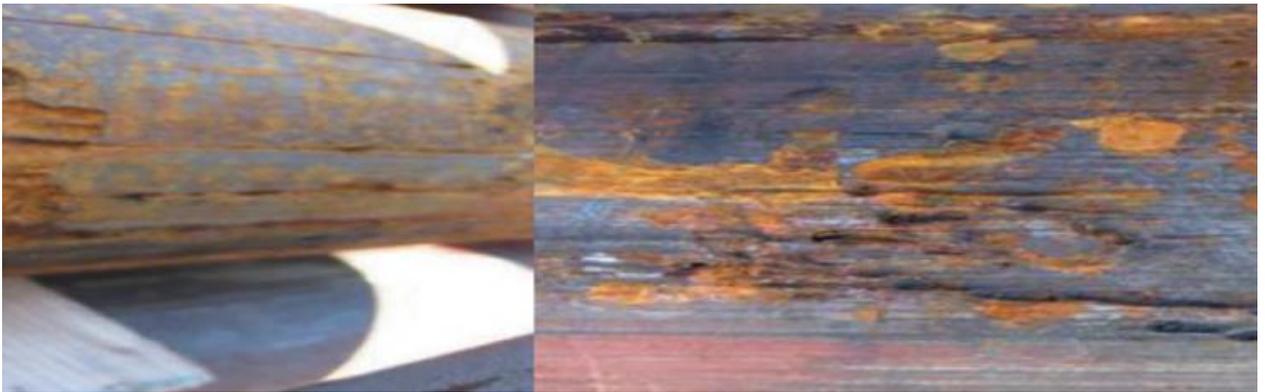


Рисунок 2- Коррозия в виде плато

Коррозия в виде плато представляет собой образование на поверхности металла плоских углублений (плато) круглой, овальной или рельефной форм с характерными небольшими, но многочисленными язвенными повреждениями, расположенными на границе плато с неповрежденным металлом. Скорость данного вида коррозии достигает 1–3 мм/год. Возможной причиной образования таких специфических повреждений может быть действие переменного тока при его утечках из кабельной линии, и близком (менее 1 мм) расположении корпуса ПЭД или корпуса ЭЦН относительно обсадной колонны. Очевидно, что этот вид коррозии локализуется в месте контакта корпуса ПЭД с обсадной колонной, однако процесс воздействия утечки тока на скорость течения коррозионного процесса еще до конца не изучен.



Рисунок 3- Коррозия бороздками

Коррозия бороздками (канавками) характеризуется образованием на поверхности металла протяженных локальных повреждений в виде бороздок, которые представляют собой небольшие углубления в металле,

расположенные в продольном направлении. Этот вид повреждений достигает в длину 2–5 м при ширине 10–30 мм. Борозды могут быть одиночными или расположенными параллельно. Данный вид коррозии локализуется преимущественно в местах повреждения (царапин) при проведении СПО лакокрасочного или другого покрытия. Скорость коррозии бороздками может достигать 1–3 мм/год.



Рисунок 4- Мейза-коррозия

Мейза-коррозия (*mesa corrosion*) означает протекание коррозии с распространением ее очага как в глубину, так и по поверхности. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой. Очаги мейза-коррозии развиваются преимущественно в средах с высоким содержанием  $\text{CO}_2$ . Скорость мейза-коррозии может достигать 8–10 мм/год.

Мейза-коррозия характерна для Ваньеганского месторождения, где наблюдается самый высокий вынос абразивных частиц, повышенное содержание  $\text{CO}_2$  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 5- Контактная коррозия

Контактная коррозия 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. Корпуса ЭЦН и НКТ изготавливаются из углеродистой стали.

В условиях скважины на характер контактной коррозии могут влиять утечки переменного тока из кабельной линии, однако ход и особенности данного процесса пока недостаточно исследованы.



Рисунок 6- Редкие виды коррозии

Наконец, на корпусах ПЭД импортного производства с защитным монельным покрытием встречаются подпленочная и гальваническая

коррозии. Эти виды коррозионного разрушения не зафиксированы у отечественного оборудования с защитными покрытиями на основе газоплазменного напыления.

Причины возникновения подпленочной коррозии до конца не изучены, но существует предположение, что ее вызывает попадание пластовой воды под монельное покрытие, для которого характерна высокая пористость.

Причиной гальванической коррозии может стать царапина на мопельном покрытии, полученная при спуске оборудования и впоследствии вызвавшая сильный гальванический ток между корпусом двигателя и монельным покрытием. Сильный гальванический ток может привести к образованию сквозного отверстия меньше чем за два месяца.

### **1.2 Характеристика коррозионных процессов**

Коррозия металлов – разрушение металлов вследствие физико-химического воздействия внешней среды, при этом металл переходит в окисленное (ионное) состояние и теряет присущие ему свойства.

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

- 1) химическая коррозия – взаимодействие металла с коррозионной средой, при котором окисление металла и восстановление окислительной компоненты коррозионной среды протекают в одном акте;
- 2) электрохимическая коррозия – разрушение металла под действием электролита при протекании двух самостоятельных, но взаимосвязанных процессов – анодного и катодного:
- 3) анодная электрохимическая коррозия – это окислительный процесс, который происходит с растворением металла;
- 4) катодная электрохимическая коррозия – это восстановительный процесс, обусловленный электрохимическим восстановлением компонентов среды.

**По условиям протекания коррозионного процесса:**

- 1) атмосферная (в воздухе, в атмосфере);
- 2) жидкостная (в жидкой среде; в электролитах, не электролитах);

- 3) подземная (под действием растворов солей в почвах и грунтах);
- 4) биокоррозия (под действием микроорганизмов или продуктов их жизнедеятельности);
- 5) электрокоррозия (под действием внешнего источника тока или блуждающего тока);
- 6) щелевая (в узких щелях, зазорах, резьбовых соединениях оборудования, эксплуатирующегося в электролитах, местах неплотного контакта металла с изоляционным материалом);
- 7) контактная (при контакте разнородных металлов в электролите);
- 8) коррозия под напряжением (при совместном воздействии агрессивной среды и механических напряжений);
- 9) коррозионная кавитация (при одновременном коррозионном и ударном воздействии);
- 10) коррозионная эрозия (при одновременном воздействии агрессивной среды и механического износа);
- 11) фреттинг-коррозия (при воздействии агрессивной среды в условиях колебательного перемещения двух трущихся поверхностей относительно друг друга);
- 12) структурная (обусловлена структурной неоднородностью сплава);
- 13) термоконтактная (за счёт температурного градиента, обусловленного неравномерным нагреванием поверхности металла).

**По виду разрушения:**

- 1) сплошная (общая) коррозия протекает по всей поверхности металла и делится на:
  - 2) равномерную (коррозия протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла);
  - 3) неравномерную (коррозия протекает на различных участках поверхности с неодинаковой скоростью);
  - 4) местная коррозия локализуется на отдельных участках поверхности.

**По типу разрушения:**

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

Коррозионные процессы характерны для многих отраслей промышленности, отличаются широким распространением и разнообразием условий и сред, в которых они протекают. Для нефтегазопромыслового оборудования наиболее характерными видами являются общая и локальная коррозия.

Под общей коррозией понимается процесс, при котором разрушительному воздействию подвергается вся или какая-либо часть поверхности металла, при этом глубина разрушения на одних участках может быть несколько больше, чем на других. Для данного вида коррозии характерна скорость 0,1 – 0,5 мм/год.

Локальная коррозия является наиболее распространенной. Она сопровождается высокой скоростью растворения металла на отдельных

участках (1-10 мм/год). При местной коррозии возможно появление сквозных отверстий, так как разрушение происходит вглубь материала.

К основным видам локальной коррозии относятся: питтинговая (язвенная) коррозия, коррозия пятнами, коррозия в виде бороздок (канавок), коррозия в виде плато, мейза-коррозия, контактная коррозия, подпленочная коррозия, гальваническая коррозия. Представленная классификация коррозионных разрушений скважинного оборудования наиболее распространена и часто используется в нефтяных компаниях.

По результатам проведенного литературного обзора выявлено, что характерными для Западной Сибири типами коррозии являются язвенная коррозия с глубиной проникновения до 1 – 5 мм/год и мейза-коррозия, имеющая значительные по площади области локальных коррозионных повреждений, достигающих 45 мм/год. Язвенная коррозия характеризуется глубоким поражением участка поверхности ограниченной площади. В результате действия мейза-коррозии поверхность оборудования приобретает характерный ребристый вид, так как повреждения возникают как в глубину, так и по плоскости металла.

В нефтепромысловой практике выделяют три основных механизма коррозии подземного оборудования, обусловленные влиянием растворенного в воде газа:  $\text{CO}_2$  (углекислотная),  $\text{H}_2\text{S}$  (сероводородная) и  $\text{O}_2$  (кислородная) коррозия.

Ранее углекислый газ не представлял значительной угрозы. Поступление кислорода в систему сбора нефти и продукции, содержащей сероводород, считались более активными коррозионными компонентами среды. Однако, с началом разработки глубоко залегающих пластов, ситуация сильно изменилась, углекислотная коррозия стала одной из основных причин выхода из строя нефтегазопромыслового оборудования на месторождениях Западной Сибири. Скорость коррозионного разрушения здесь составляет 3 – 4 мм/год, а в отдельных случаях достигает 6 – 8 мм/год. Причиной этому

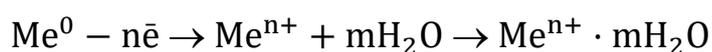
послужили высокие пластовые температуры (80 – 140°C), парциальное давление и градиент парциального давления от забоя к устью скважины.

Углекислотная коррозия в бескислородной водной среде протекает по электрохимическому механизму.

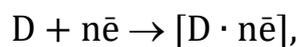
Агрессивная среда представляет собой электролит. При погружении в него оборудования на границе раздела фаз происходит скачок потенциалов и образование гальванических пар за счет возникновения двойного электрического слоя. Нефтегазопромысловое оборудование, выполненное из сплавов разнородных металлов, представляет собой многоэлектродный элемент, в котором происходит чередование анодов и катодов. На анодных участках происходит переход ионов металла в раствор, а освобожденные электроны движутся по металлу от анодного участка к катодному. В результате, на одной и той же поверхности происходят одновременно два процесса, противоположные по своему химическому смыслу: окисление металла и восстановление окислителя.

Окислительно-восстановительные процессы, возникающие при электрохимической коррозии, могут быть описаны следующими реакциями:

1. Анодный процесс, который происходит при переходе ионов металла с поверхности в раствор и их гидратации:



2. Катодный процесс, который заключается в ассимиляции (захвате) электронов каким-либо деполяризатором:



где:  $\text{Me}^{n+}$  – ионы металла;  $n\bar{e}$  – освобожденные электроны; D – окислитель (деполяризатор).

Так как в результате перемещения электронов от анодных участков к катодным возникает электрический ток, то для оценки скорости электрохимической коррозии можно использовать силу тока. Согласно

формуле Фарадея, можно определить количество прокорродировавшего металла с  $1 \text{ см}^2$  его поверхности:

$$K = Q \cdot \frac{A}{F} \cdot n = i \cdot \tau \cdot \frac{A}{F} \cdot n, \quad (1)$$

где:  $K$  – количество прокорродировавшего металла,  $\text{г/см}^2$ ;  $Q$  – количество электричества, протекающего за время  $\tau$ , [с] между анодными и катодными участками;  $i$  – плотность тока,  $\text{А/см}^2$ ;  $F$  – число Фарадея;  $n$  – валентность металла;  $A$  – атомная масса.

### 1.3 Анализ причин возникновения коррозии

Одним из факторов, способствующих развитию аномально высокой коррозии подвешенного оборудования, является его работа в области давлений ниже давления насыщения. Интенсивное разгазирование скважинных флюидов в зоне подвески УЭЦН приводит к выпадению на поверхности металла карбонатных осадков и их местному стохастическому удалению в результате кавитационных процессов при образовании и схлопывании на поверхности металла газовых пузырьков. Это вызывает образование гальванопар и развитие локальной коррозии с аномально высокими скоростями.

Скорость кавитационного износа прямо пропорциональна квадрату скорости потока:

$$V_{\text{кав}} = a \cdot V_{\text{ГЖС}}^2, \quad (2)$$

где:  $a$  — коэффициент пропорциональности;  $V_{\text{ГЖС}}$  — скорость газожидкостной смеси.

Поэтому увеличение скорости ГЖС в 2 раза приводит к четырехкратному возрастанию скорости кавитационного износа.

В условиях коррозионно-агрессивного воздействия на металл пластовых флюидов основная отрицательная роль абразивных частиц, представленных в основном песком и пропантом, заключается в непрерывном удалении формирующейся защитной пленки с поверхности металла, что позволяет протекать электрохимическому процессу коррозии с высокой скоростью.

Отсутствие в попутно-добываемой воде растворенного кислорода и сероводорода позволяет предположить, что электрохимическая коррозия протекает по механизму уголекислотной коррозии, связанной с наличием в попутно-добываемой продукции углекислого газа.

Скорость уголекислотной коррозии прямо пропорциональна парциальному давлению  $\text{CO}_2$  и температуре и описывается уравнением Де Ваарда — Миллиамса:

$$\text{Lg}(V_{\text{кор}}) = 6,467 - \frac{1710}{273 + t} + 0,67\text{Lg}(p_{\text{CO}_2}), \quad (3)$$

где:  $V_{\text{кор}}$  — скорость коррозии, мм/год;  $p_{\text{CO}_2}$  — парциальное давление  $\text{CO}_2$ , Мпа,  $t$  — температура, °С.

Для условий эксплуатации скважин описываемого месторождения скорость уголекислотной коррозии может достигать значений 30–40 мм/год.

#### **1.4 Выявление проблемных участков, подверженных коррозионной активности**

##### **Метод дефектоскопии**

Дефектоскопия – область науки и техники целью которой является выявление дефектов деталей, узлов методами неразрушающего контроля, а также анализ корреляционных соотношений между параметрами.

Ультразвуковой метод контроля.

Ультразвуковые волны, используемые в дефектоскопии, представляют собой упругие колебания, возбуждаемые в материале изделия, при этом частицы материала, не перемещаются вдоль направления движения волны; каждая частица, совершив колебательное движение относительно своей первоначальной ориентации, снова занимает исходное положение, а колебательное движение совершает следующая частица и т. Д. В гомогенных телах, особенно металлах, ультразвуковые волны распространяются как направленные лучи, а на границе с воздухом практически дают 100%-ное отражение.

Ультразвук обладает способностью неограниченного проникновения в глубину и обнаружения дефектов любых размеров и расположения.

### **Акустико – эмиссионный метод**

Акустическая эмиссия – это пассивный метод неразрушающего контроля. Главная цель ее использования – это выявление трещин, разломов, расслоений, коррозионных процессов. При этом она помогает находить не статические, а развивающиеся дефекты. Именно они являются наиболее опасными, так как грозят серьезными неприятностями в самом ближайшем будущем.

Акустико-эмиссионный метод контроля (АЭ) основан на явлении, заключающемся в генерации упругих волн в твердых телах при их деформировании (нагрузении), что позволяет по результатам регистрации и анализа параметров упругих волн акустической эмиссии оценивать уровень напряжений и динамику развития дефектов в нагружаемых объектах контроля.

Метод АЭ, в отличие от ультразвукового импульсного метода контроля, является пассивным, а активную роль выполняют развивающиеся в материале контролируемого объекта дефекты, представляющие собой источники энергии акустической эмиссии.

Метод АЭ обладает высокой чувствительностью к развивающимся дефектам, превосходящей другие методы, например, обнаруживает приращение трещины порядка долей миллиметра. Для этого метода геометрические размеры и ориентация дефекта не имеют существенного значения; он имеет также меньше ограничений, связанных со свойствами и структурой материалов.

### **Магнитопорошковый метод контроля**

Магнитопорошковый метод неразрушающего контроля основан на притяжении магнитных частиц силами неоднородных магнитных полей, образующихся над дефектами в намагниченных объектах, с образованием в зонах дефектов индикаторных рисунков в виде скоплений магнитных частиц. Наличие и протяженность индикаторных рисунков регистрируют визуально,

с помощью оптических приборов или автоматическими устройствами обнаружения и обработки изображений.

Магнитопорошковый метод позволяет обнаруживать поверхностные и подповерхностные дефекты типа нарушений сплошности материала: трещины различного происхождения (шлифовочные, ковочные, штамповочные, закалочные, усталостные, деформационные, травильные и др.), флокены, закаты, надрывы, волосовины, расслоения, дефекты сварных соединений (трещины, непровары, шлаковые, флюсовые и окисные включения, подрезы) и др.

Наиболее распространен в практике магнитной дефектоскопии деталей бурового и нефтепромыслового оборудования, как в эксплуатации, так и при капитальном ремонте – магнитопорошковый метод, основанный на визуальном наблюдении за осаждением частиц магнитного порошка в местах расположения дефектов.

### **Капиллярный метод контроля**

Задача капиллярной дефектоскопии заключается в обнаружении невооруженным глазом поверхностных дефектов путем искусственного повышения контрастности дефектного и неповрежденного участков, что достигается изменением светоотдачи дефектных участков поверхности вследствие нанесения специальных веществ на поверхность контролируемых объектов. В основе капиллярной дефектоскопии лежат следующие физические явления: капиллярное проникновение, сорбция и диффузия, люминесценция, световой и цветовой контрасты. Капиллярные методы основаны на капиллярном проникании индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материалов объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя. Капиллярные методы предназначены для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов типа трещин) и ориентации по поверхности.

### **Вихретоковый метод контроля**

Вихретоковые методы (ВТМ) контроля основаны на взаимодействии внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля. Плотность вихревых токов в объекте зависит от геометрических и электромагнитных параметров контролируемого объекта, а также от взаимного расположения измерительного вихретокового преобразователя и объекта контроля.

### **Радиографический метод контроля**

Радиографический метод контроля применяется для выявления в сварных соединениях трещин, непроваров, пор, шлаковых, окисных и других включений, а также выявления прожогов, подрезов, оценки величины выпуклости и вогнутости корня шва, которые невозможно проконтролировать визуально. Радиографическому контролю подвергаются сварные соединения трубопроводов (технологических, промышленных), воздухоотборников, сепараторов, теплообменников, отстойников, вертикальных резервуаров типа РВС, трубных систем котлов и пр.

### **Зарубежные технологии выявления коррозионно-опасных участков**

Для обследования промышленного трубопроводов с внешней стороны компания Sapphire Technologies Inc. Применяет системы TesTech, основанные на технологии LFET (метод низкочастотного электромагнитного поля). Этот метод состоит в наведении электромагнитного поля внутри исследуемого участка трубы, после чего измеряется электромагнитный сигнал. Любые изменения в сигнале регистрируются и сравниваются с сигналами, полученными при калибровке для определения величины утонения стенки. Данный метод позволяет обнаруживать дефекты, расположенные как с внешней, так и с внутренней стороны объекта контроля, проводить контроль ферромагнитных и цветных металлов. Метод LFET не требует применения контактной жидкости и зачистки поверхности. Контроль может проводиться

через зазор или покрытие толщиной до 5 мм, допускается присутствие однородной поверхностной окалины.

Обследование промышленного трубопровода методом LFET позволяет обнаружить точечную и сплошную коррозию и эрозию, точно определить участок локализации коррозии и величину утонения в процентах от номинальной толщины стенки трубы. Для уточнения параметров дефектов, обнаруженных при помощи LFET, может использоваться ультразвуковая толщинометрия (УЗТ). В то время как LFET является количественным методом, а использование УЗТ является простым и удобным в применении, сочетание этих двух методов НК позволяет перепроверить полученные результаты и повысить достоверность контроля.

## **1.5 Анализ современных отечественных и зарубежных технологий борьбы с коррозией**

### **Химические методы борьбы с коррозией**

Среди производителей ингибиторов есть как зарубежные, так и отечественные компании. Из отечественных производителей можно выделить АО «Опытный завод Нефтехим» ГК «Миррико» и ООО «ФЛЭК», наиболее крупные производители ингибиторов среди зарубежных компаний — Nalco Chemicals, Champion Chemicals, Baker Petrolite, Cortec.

Таблица 1 – Производители ингибиторов

<b>Отечественные производители</b>	<b>Зарубежные производители</b>
АО «Опытный завод Нефтехим»	Nalco Chemicats
ГК «Миррико» (Татарстан)	Champion Chemicals
ООО «ФЛЭК»	International Drilling Fluids
ООО «Когалымский завод химреагентов»	Baker Petrolite
	Cortec
	ICI
	Midwest Custom Chemicals
	Clearwater

	Baroid
	Backman
	Halliburton Services
	Servo Oilfield Services
	Ron-Pulenk
	Seka C.A.



Рисунок 7 – Типы капиллярных трубопроводов, производимых компанией ООО «Инкомп-Нефть»

Устьевые дозировочные установки — оборудование, посредством которого химические реагенты подаются в скважины, в России производится на многих предприятиях. Несколько типов и модификаций капиллярных трубопроводов производят уфимская инжиниринговая компания ООО «Инкомп-Нефть» и пермская компания ООО «Синергия-Лидер»

Среди преимуществ капиллярных систем трубопроводов — высокая точность дозирования реагента; снижение его расхода относительно закачки в затрубное пространство; возможность оперативного определения эффективности и необходимой концентрации реагента. К недостаткам этих систем относятся сложность монтажа и увеличение времени и стоимости ПРС.

Для подачи ингибиторов также применяются погружные скважинные контейнеры (ПСК), выпускаемые, в частности, на предприятии ЗАО «НовометПермь». Это устройство заполняется твердым или капсулированным

реагентом и крепится к основанию ПЭД. Конструкция ПСК отличается простотой, а при использовании устройства не осложняется монтаж УЭЦН.

Вместе с тем ПСК в процессе эксплуатации обнаруживает и недостатки: низкую эффективность в период вывода на режим; необходимость постоянного контроля выноса реагента; ограничение срока действия примерно одним годом и дебита жидкости для твердого реагента — до 150 м<sup>3</sup>/сут.

ПСК также изготавливаются на предприятии ООО «Л-Реагент». Контейнер данного производителя заполняется фирменным реагентом «Трил-К» и крепится к основанию ПЭД или ниже ШГН, ШВН, ЭВН. Плюсы и минусы использования контейнеров «Л-Реагента» аналогичны изложенным выше.



Рисунок 8 – Производители устьевых дозирочных установок

### **Физические методы: применение коррозионно-стойких материалов**

Коррозионностойкие материалы включают в себя низкие среднелегированные стали, а также сплавы. При использовании низколегированных сталей рекомендуется дополнительно применять ингибитор коррозии.

Например, компания REDA (Schlumberger) изготавливает ЭЦН со ступенями из материала «Нирезист-4» (30% Ni, 5% Cr, 5,5% Si, 1,0% Mn, 2,6% C) и 5530 (30,5% Ni, 5,3% Cr, 5,1% Si, 2,7% C, а также Mo, V, Mn).

Преимущества рабочих органов, изготовленных из этих материалов, — стойкость к агрессивным средам, высокая износостойкость и снижение отложения солей. Вместе с тем применение «Нирезиста-4» и 5530 заметно удорожает оборудование.

В компании ПАО «Татнефть» изготавливаются стеклопластиковые НКТ. Они отличаются высокой коррозионной стойкостью материала, меньшей, по сравнению с металлическими трубами, массой и низкой теплопроводностью, которая способствует снижению отложения АСПО. В то же время, стеклопластиковые НКТ отличаются меньшей, по сравнению с металлическими трубами, прочностью и относительно низкой термостойкостью (до 110°C).

Из коррозионностойкого материала также изготавливается один из видов оборудования ООО ТМК «ПремиумСервис» — специальные высокогерметичные резьбовые соединения, «премиальные» резьбы. Резьбы специального профиля, прошедшие специальную обработку, применяются в муфтовых соединениях ТМК GF, ТМК PF, ТМК PF ET и безмуфтовых ТМК ULTRA (FJ, SF, FX). К плюсам этого оборудования мы относим: возможность работы в агрессивных средах; способность воспринимать высокие растягивающие, сжимающие и изгибающие нагрузки и избыточный крутящий момент; большее количество спускоподъемных операций относительно стандартного исполнения. Ограничивает использование этого оборудования его высокая стоимость.

#### **Физические методы: использование защитных покрытий**

Защитное покрытие противостоит таким коррозионным факторам, как агрессивная среда, бактерии и механический износ. Внутренние покрытия для труб в зависимости от химического состава подразделяются в основном на эпоксидные, фенольные, эпоксиднофенольные, новолачные, нейлоновые, уретановые и полиэтиленовые.

В компании ПАО «Татнефть» производится несколько видов нефтепромыслового оборудования с защитным покрытием. Во-первых,

металлопластмассовые трубы (МПТ). К их преимуществам относятся стойкость к агрессивным средам, а также снижение отложения солей и АСПО, к недостаткам — высокие требования к подготовке поверхностей, низкая термостойкость, сложность нанесения на поверхность и высокая стоимость. Во-вторых, стальные трубы с полимерной наружной изоляцией и внутренним цементно-песчаным покрытием. Их преимущества аналогичны таковым МПТ, в качестве минусов можно назвать высокую степень зависимости прочности и долговечности покрытия от качества применяемого состава и технологии нанесения, техническую сложность нанесения на поверхность и высокую стоимость.

Компания ООО «РЕАМ-РТИ» производит рабочие органы ЭЦН с защитным покрытием из полифениленсульфида (ПФС). Технология заключается в том, что после очистки поверхности на нее наносится сшивающий агент в виде праймера с функцией коррозионной защиты между основным металлом и протекторным полимерным покрытием. К преимуществам технологии относятся стойкость к агрессивным средам и способность к снижению отложения солей, к недостаткам — сравнительно высокая стоимость и относительная недолговечность покрытия.

Также ООО «РЕАМ-РТИ» производит задиростойкие покрытия для защиты корпусных деталей, то есть покрытия с карбидами титана TiC. Ближайшие аналоги таких покрытий — Centrilift ARMOR™. Для этих покрытий характерна стойкость к агрессивным средам, сложность нанесения на поверхность и высокая стоимость.

Компания «DU PONT» предлагает защитные покрытия для рабочих органов ЭЦН, в которых используется материал полифталамид с 30%-ным стеклонаполнением Zytel®HTN 51G45HSLR BK420. Это покрытие отличается химической стойкостью к различным средам, высокой гидролизностью, абразивной стойкостью и устойчивостью к температурам до 210°C. Вместе с тем для данного покрытия характерна сложность нанесения на поверхность, а также дороговизна.

Наконец, компания «Centrilift» (Baker Hughes) изготавливает рабочие органы с защитным покрытием Pump Guard II. К их плюсам относятся стойкость к сероводороду и способность к снижению отложения солей. К недостаткам следует причислить сложность нанесения на поверхность, высокую стоимость.

### **Физические методы: применение протекторной защиты**

В ряде случаев для борьбы с коррозией применяются алюминиево-магниевые протекторы для УЭЦН. Их разработчиком, в частности, выступает дочернее общество компании ОАО «ТНК-ВР». Принцип этой технологии заключается в том, что протектор поляризует сталь до безопасного потенциала, что приводит к окислению («растворению») самого протектора.

К преимуществам такого рода оборудования мы причисляем относительно низкую стоимость и значительный срок службы — до 5 лет при условии правильного подбора. Среди недостатков можно назвать увеличение габаритных размеров насосной установки, высокие требования к качеству подбора протектора. Так, чтобы корректно подобрать протектор, необходима достоверная и точная информация об электрохимических характеристиках защищаемого металла, свойствах среды, покрытия, форме и размерах защищаемого оборудования, температуре и скорости потока.

## **2. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ БОРЬБЫ С КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТЬЮ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

### **2.1 Анализ современных ингибиторов, применяемых при повышенной коррозионной активности**

#### **Анализ видов ингибиторов**

Для увеличения продолжительности работы скважин, помимо ингибиторов солеотложения одновременно применяют ингибиторы коррозии, совместимость которых играет важную роль для обеспечения эффективной защиты внутрискважинного оборудования.

В связи с невозможностью спрогнозировать, как поведут себя ингибиторы при их взаимодействии, для обеспечения эффективной защиты внутрискважинного оборудования химическими реагентами различного назначения необходимо предварительно проводить комплекс лабораторных исследований по подбору «совместимых» ингибиторов.

Альтернативным вариантом решения данной задачи является применение ингибиторов комплексного действия. Их использование позволяет обеспечить надежную защиту внутрискважинного оборудования и продлить срок его службы, а также сократить расходы, связанные с подбором, закупкой и закачкой больших партий ингибиторов различного назначения.

Применение комплексных ингибиторов может быть успешным на скважинах месторождений Западной Сибири, где наблюдаются углекислотная коррозия оборудования и отложение карбонатных солей. При этом следует четко учитывать, что защитный эффект от солеотложения будет на уровне эффекта применяемых ингибиторов, а защитный эффект от коррозии, скорее всего, будет ниже, чем у применяемых ингибиторов коррозии. Поскольку стоимость реагента комплексного действия превышает стоимость ингибиторов солеотложения или коррозии по отдельности, его применение целесообразно лишь на скважинах, имеющих серьезные проблемы с двумя осложняющими факторами. Этот момент является наиболее важным при

принятии решения о применении комплексного ингибитора, ведь в случае отсутствия значительного числа отказов по одному из факторов – солей или коррозии оборудования, его применение приведет лишь к увеличению операционных затрат. При выборе марки комплексного ингибитора также крайне важно учитывать статистику причин отказов подземного оборудования, поскольку, как было указано выше, одни из них имеют большую эффективность защиты от солей, другие – от коррозии.

Таблица 2 – Рекомендуемые области применения ингибиторов коррозии

<b>Область применения</b>	<b>Ингибиторы коррозии</b>
Для защиты нефтепромыслового оборудования от сероводородной коррозии и коррозии, вызываемой смесью сероводорода и углекислого газа, могут применяться также при соляно-кислотных обработках скважин. Замедляют коррозию сталей в растворах серной и соляной кислот	И-1-А, И-1-В, «Север-1» И-3-А, И-4-А, И21-Д
Для защиты от коррозии нефтегазопромыслового оборудования, вызываемой пластовыми и сточными водами, как содержащими, так и не содержащими сероводород	И-4-Д
Для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород, смесь сероводорода с углекислотой, кислород	«Тайга-1» (И-5-ДНК), «Тайга-2» (И-5-ДТМ), И-30-Д, Газохим, Нефтехим И-2-Е, И-К-10

Для подавления жизнедеятельности СВБ, для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород или смесь сероводорода с углекислотой	И-К-40
---	--------

### **CONQOR 404**

«CONQOR 404» – высокоэффективный ингибитор коррозии общего назначения на основе водорастворимых органо-фосфорных соединений. Этот реагент относится к пассивирующему типу ингибиторов, который образует защитную пленку на металлических поверхностях, защищающую буровое оборудование, обсадные, бурильные и насосно-компрессорные трубы от коррозионной агрессии. Внешний вид: янтарно-желтая жидкость. Температура вспышки: >93 °С. Температура замерзания: -23 °С.

«КОНКОР 404» эффективно ингибирует коррозию металлических поверхностей бурового оборудования даже при относительно малых концентрациях во всех типах буровых растворов на водной основе. Он также достаточно эффективен при борьбе с кислородной коррозией в аэрированных растворах, малоглинистых, недиспергирующих, полимерных системах и калиевых растворах. Данный ингибитор рекомендуется применять на шельфовых месторождениях, подверженных кислородной коррозией.

### **Катасол 28-1**

Препарат для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования, контактирующего со средами, содержащими сероводород. Защитный эффект при дозировке 50 мг/дм<sup>3</sup> составляет 90-96% на всем протяжении защищаемой системы.

«Катасол» 28-1» сочетает в себе способность предотвращать сероводородную коррозию с эффективностью действия в качестве

гидрофобизатора. Внешний вид: Жидкость коричневого цвета со слабым специфическим запахом. Плотность, г/дм<sup>3</sup>: 0,9-1,15. Растворимость г/дм<sup>3</sup> в минерализованной воде: 12. Растворимость г/дм<sup>3</sup> в углеводородах: не ограничена.

«Катасол 28-1» используется при кислотных обработках скважин. Он замедляет взаимодействие кислотных компонентов с известковой породой, способствуя расширению призабойной зоны пласта гидрофобизации капилляров, по которым происходит приток нефти/газа к скважине.

Как гидрофобизатор «Катасол 28-1» испытан с положительным результатом на нефтепромыслах Тюменского региона, Коми, обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов.

Обладает бактерицидным действием. Не имеет резкого запаха. Данный ингибитор по своим условиям применения (высокое содержание сероводорода) подходит к условиям Арланского месторождения.

### **Напор-1007**

Для эффективной защиты трубопроводов от коррозии и нефтепромыслового оборудования от химической коррозии продукт дозируется в водонефтяные эмульсии или сточные воды в концентрации от 15 до 30 г/м<sup>3</sup>. Для подавления планктонных форм СВБ при бактерицидных обработках НАПОР-1007 применяется в концентрации от 100 до 150 г/м<sup>3</sup> в зависимости от зараженности объекта и устойчивости культуры СВБ. Высокая антикоррозионная активность подтверждается результатами опытно-промышленных испытаний на объектах ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Татнефть».

Технологический процесс не оказывает отрицательного влияния на процесс подготовки нефти и не ухудшает ее качество. Ингибитор и продукты его разложения не отравляют катализаторы, применяемые при переработке нефти, а также не ухудшают качество нефтепродуктов. Введение ингибитора НАПОР-1007 в нефтепромысловые среды подавляет рост сульфатовосстанавливающих бактерий. Внешний вид: однородная жидкость от

светло-желтого до коричневого цвета. Плотность, г/см<sup>3</sup>: 0,9. Растворимость: в ароматических углеводородах, спиртах, в воде диспергирует.

### **Олазол-Т2П**

Используется «Олазол» для защиты от коррозии в сероводородных кислых средах высокопрочных и углеродистых сталей.

Основные компоненты: смесь моноамида олеиновой кислоты (часть в общем объеме – 10%) и производных имидазолина (90% в общем объеме).

Растворимость ингибитора: растворим в ацетоне, растворах минеральных кислот, воде, углеводородах, спиртах. Эффективная концентрация: 1 г/л.

Область применения: для защиты нефтегазодобывающего оборудования и систем нефтесбора, в сероводородных кислых средах. Степень защиты: 96-97,8%.

Данный ингибитор рекомендуется применять на месторождениях с высоким содержанием сероводорода. Примером таких месторождений в России являются Исимовское и Астраханское газоконденсатные месторождения.

### **Викор-1**

Нефтерастворимый вододиспергируемый ингибитор коррозии «Викор» предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводного транспорта от коррозии в системах сбора обводненной нефти, поддержания пластового давления и утилизации сточных вод, межпромысловой перекачки; для подавления жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий, вызывающих микробиологическую коррозию.

Ингибитор коррозии «Викор» технологичен, обладает широким защитным действием, не оказывает отрицательного влияния на процесс нефтепереработки и качество товарной нефти. Основные компоненты: соль имидазолина, ОП-10 и растворитель. Растворимость ингибитора: вододиспергируемый. Эффективная концентрация: 30 мг/л. Область применения: для защиты водо- и нефтепроводов для транспортировки сред в

присутствии углекислого газа и сероводорода до 15 мг/л. Степень защиты: 85-90%.

### **ИНК-1**

Реагент предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования, систем поддержания пластового давления, сбора и транспорта нефти от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород и углекислоту. Предназначен для дозирования в системы ППД, нефтесбора, системы подготовки воды.

Применяется как при непрерывном так и периодическом дозировании, в случае перерывов в дозировании реагента рекомендуется проводить периодические обработки повышенной концентрацией реагента для создания защитной адсорбционной пенки на поверхности металла. Реагент «ИНК-1» не оказывает отрицательного воздействия на работу деэмульгаторов, рекомендуется для подачи непосредственно на прием подающих насосов.

Растворимость ингибитора: вододиспергируемый. Эффективная концентрация: 15-30 мг/л. Степень защиты: 85-95%.

Данный ингибитор рекомендуется применять в условиях Урманского месторождения, ввиду высокого углекислотного фактора.

### **Додиген 4482-1**

Ингибитор применяется на Астраханском газоконденсатном месторождении. Основные компоненты: разработан на основе реагента «Додиген 481». Эффективная концентрация: 25 мг/л.

Область применения: для защиты скважин, а также системы сбора и транспорта газоконденсатной смеси на ГПЗ от сред, содержащих углекислый газ и сероводород.

Для защиты нефтегазопромыслового оборудования от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород, смесь сероводорода с углекислотой, кислород применяют: Амфикор, Нефтехим-1, Газохим-1, Тилаз.

### **Амфикор**

Реагент «Амфикор» представляет собой водорастворимую соль производных азот- и фосфорсодержащих соединений в растворителе.

Водорастворимый ингибитор коррозии «Амфикор» предназначен для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, уголекислоту. Для эффективной защиты водоводов, нефтесборных коллекторов и другого нефтепромыслового оборудования от коррозии ингибитор дозируется в водонефтяные эмульсии или сточные воды в концентрации 15-50 г/м<sup>3</sup>. Высокая антикоррозионная эффективность продукта подтверждается результатами промышленного применения на промыслах таких нефтяных компаний как ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Коминнефть». Объем применения составляет 1,5-2 тыс. т/год. Основные компоненты: аммонийная соль алкилфосфористой кислоты в растворителе. Растворимость ингибитора: растворим в воде. Эффективная концентрация: 15-50 мг/л. Область применения: для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, уголекислоту и, одновременно, кислород. Степень защиты: 85-95%.

### **Нефтехим-1**

Ингибитор коррозии «Нефтехим» представляет собой по составу смесь продуктов реакции аминов с жирными кислотами талового масла, либо с высококипящими фракциями синтетических жирных кислот (соль алифатических аминов с жирными кислотами) с растворителями и добавками, в качестве которых используются ароматические углеводороды, моторные топлива, сольвенты (нефрасы), эфиросодержащие и спиртосодержащие смеси, продукты оксиэтилирования и алкилирования технических спиртов, парафинов и другие растворители и добавки, обеспечивающие ингибитору технологичность применения, усиливающие его диспергируемость, частичную водорастворимость и адгезию к поверхности защищаемого оборудования и коммуникаций, находящихся в средах с высокой солевой

минерализацией, содержащих углекислый газ, кислород, сероводород и другие агрессивные примеси.

Ингибитор коррозии «Нефтехим» образует устойчивую защитную пленку на поверхности углеродистой стали. Эффективен для защиты от общей и локальной коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, растворенные двуокись углерода и кислорода.

Рецептуры ингибитора коррозии «Нефтехим» разработаны Опытным заводом Академии наук Республике Башкортостан и прошли экспериментальную проверку в лабораториях и производственных подразделениях ОАО «Татнефть» и ОАО «Белкамнефть» при участии ООО «Синтез-ТНП».

Основные компоненты: смесь продукта конденсации кислот таллового масла и аминов в растворителе и добавкам. Растворимость ингибитора: растворим в нефти, в воде диспергирует. Эффективная концентрация: 30-50 г/м<sup>3</sup>. Область применения: для защиты нефтегазопромыслового оборудования, коммуникаций и наземного оборудования системы ППД от коррозии, вызываемой пластовыми и сточными водами, содержащими сероводород до 300 мг/л, смесь сероводорода с углекислотой, кислород. Степень защиты: 95-98%.

### **Тилаз**

Предназначен для защиты от коррозии высоконапорных и выкидных трубопроводов, транспортирующих высокообводненные минерализованные газожидкостные и водно-солевые среды, содержащие хлориды, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S и др. агрессивные компоненты; защищает от коррозии подземное оборудование нефтяных скважин, водоперекачивающее оборудование.

Защитное действие ингибитора «Тилаз» в водно-нефтяных минерализованных средах при концентрациях 30-50 мг/л – 85-90%; ингибитор подавляет питтинговую, язвенную и др. виды локальной коррозии; в 3-5 раз снижает содержание водорода в стали; подавляет коррозионное растрескивание, тормозит процесс наводороживания металла. «Тилаз», не влияет на процессы деэмульсации нефти, подготовку нефти к переработке, ее

переработку. Основные компоненты: продукт синтеза олеиновой кислоты, диэтаноламина (ДЭА) и борной кислоты. Растворимость ингибитора: растворим в органических растворителях и минеральных маслах. Эффективная концентрация: 30-50 мг/л. Степень защиты: 85-90%.

Данный ингибитор рекомендован к применению в условиях Губкинского месторождения.

### **Технологии предотвращения процессов коррозии**

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения процессов коррозии в добывающих скважинах с применением химических реагентов:

- 1) Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) Капиллярное дозирование;
- 3) Установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) Использование капсулированных ингибиторов;
- 5) Задавка ингибитора в пласт;
- 6) Дозирование с помощью УДР.

### **Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство**

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство. Частота проведения мероприятия зависит от производительности скважины, поэтому возможность производить обработку при эксплуатации скважин, без их остановки, является преимуществом данной технологии. Однако высокие эксплуатационные затраты на периодический подвоз и закачку реагента, его неравномерный вынос на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограничение по дебиту и обводненности являются причиной снижения числа проведения периодических обработок скважин.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом. При использовании данной технологии существуют два пути поступления

ингибитора на прием УЭЦН – из затрубного пространства и с забоя скважины. При выводе скважины после глушения часть затрубного пространства заполнена раствором глушения. Введение ингибитора в затрубное пространство в этом случае сопровождается его растворением в растворе глушения. При снижении поступления жидкости из пласта скважинный насос начинает отбирать жидкость из затрубного пространства, и растворенный ингибитор поступает на прием УЭЦН. При замещении раствора глушения, в затрубном пространстве на нефть часть подаваемого ингибитора, спускаясь на прием насоса под действием собственного веса, поступает в насос, а часть из-за малой скорости восходящего потока успевает опуститься в поднасосное пространство и на забой скважины. В последнем случае растворившийся в водной среде на забое скважины ингибитор постепенно выносится с потоком. Возможна непосредственная закачка насосным агрегатом раствора ингибитора на забой скважины под давлением. В процессе эксплуатации скважины в затрубном пространстве сосредоточен слой нефти. Движение через него водного раствора ингибитора солеотложения нерастворимого в нефти протекает достаточно быстро. В этой связи применение технологии рекомендуется только в том случае, если раствор ингибитора задавливается на забой скважины, а ее эксплуатация сопряжена с неполным выносом жидкости, скапливающейся на забое.

Порядок проведения данных работ, следующий: приготовление 5% раствора ингибитора в воде для первой закачки реагента на забой скважины. При последующих закачках объем раствора должен быть не менее 1 м<sup>3</sup>. Раствор готовится на попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации для обеспечения условий перемещения ингибитора вниз по скважине за счет сил гравитации.

Выполняется обвязка оборудования путем подсоединения выкидной линии цементировочного агрегата (ЦА-320) к внешней затрубной задвижке скважины (рисунок 9). Всасывающая линия агрегата соединяется с автоцистерной с раствором ингибитора. Не останавливая работу скважинного

насоса, произвести закачку раствора ингибитора в затрубное пространство скважины на малых оборотах, не поднимая давление выше 3 – 4 Мпа.

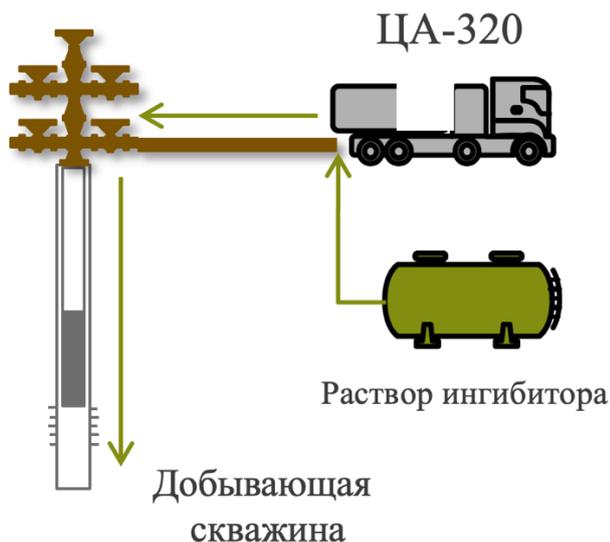


Рисунок 9 – Схема обвязки оборудования при периодическом дозировании ингибитора

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

$$M_{\text{инг2}} = 2 \cdot C_{\text{и.р.}} \cdot Q_{\text{ж}} \cdot T_0 \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где:  $M_{\text{инг2}}$  – масса ингибитора коррозии для подачи в затрубное пространство скважины, кг;  $C_{\text{и.р.}}$  – концентрация данного ингибитора коррозии в добываемой жидкости, обеспечивающая в данной системе необходимый защитный эффект или ОСК, г/м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{ж}}$  – дебит скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут;  $T_0$  – периодичность обработок данной скважины ингибитором коррозии, сут;  $10^{-3}$  – множитель перевода граммов в килограммы; 2 – коэффициент, учитывающий тот факт, что около половины ингибитора коррозии выносятся за первые несколько суток.

Основные достоинства: защитой обеспечены следующие зоны – эксплуатационная колонна, насосное оборудование, НКТ и поверхностное оборудование. Отсутствие затрат на дозирующее оборудование, его монтаж и обслуживание. Недостатками являются: повышенный расход реагента по сравнению с методом постоянного дозирования, ограниченность успешного

использования на эксплуатационных скважинах, нестабильный расход реагента.

### **Капиллярное дозирование ингибитора**

Технология заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме в затрубное пространство с помощью УДР через специальную капиллярную трубку в область приема насоса.

Благодаря импульсной трубке, которая подаёт ингибитор на приём насоса и интервал перфорации, данный способ борьбы защищает призабойную зону скважины, уменьшая риск уменьшения фильтрационно-емкостных свойств. Защищает ПЭД и, как следствие, риск прихвата при спускоподъемных операциях (СПО). А также более эффективно воздействует на рабочие органы УЭЦН. Единственным недостатком данной технологии является увеличения капиталовложений при ремонте и монтаже импульсной трубки.

Технология подачи происходит следующим образом: По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН (рисунок 10). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины. Наземное оборудование (рисунок 10) представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

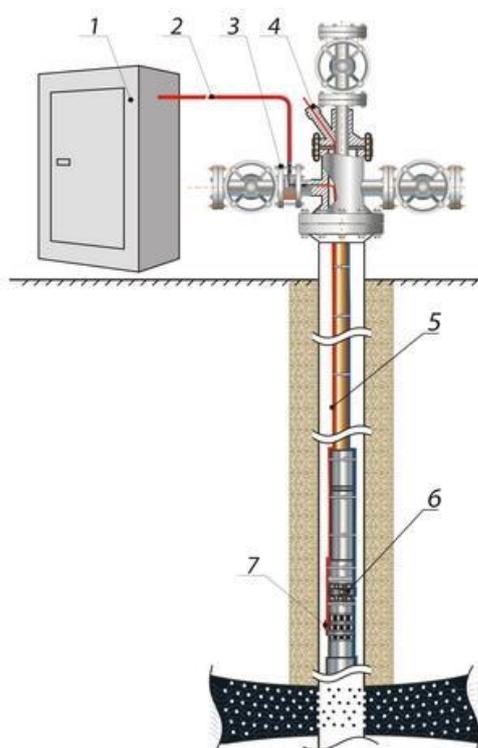


Рисунок 10 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

При непрерывном дозировании в затрубное пространство или выкидную линию скважины суточный расход ИК (как правило, товарная форма) ( $G$ , кг/сут.) рассчитывается по формуле:

$$G = Q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{и.р.}} \cdot 10^{-3} \quad (5)$$

Производительность дозировочного насоса ( $q$ ,  $\text{дм}^3/\text{час}$ ) вычисляют по формуле:

$$q = \frac{Q_{\text{ж}} \cdot C_{\text{и.р.}} \cdot 10^{-3}}{24 \cdot \rho \cdot P_{\text{и.к.}}}, \quad (6)$$

где:  $Q_{\text{ж}}$  – объем добываемой жидкости,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;  $\rho$  – плотность ингибитора,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $P_{\text{и.к.}}$  – доля ингибитора коррозии в дозировочном растворе (при закачке товарной формы реагента  $P_{\text{и.к.}}=1$ );  $C_{\text{и.к.}}$  – концентрация ингибитора коррозии,  $\text{г}/\text{м}^3$ .

## **Установка погружных скважинных контейнеров с ингибитором в составе скважинного оборудования**

Погружные скважинные контейнеры, например Трил-Св (рисунок 11), представляют собой систему перфорированных трубных секций, заполненных ингибитором. Контейнер крепится к нижней части насосной установки во время проведения ремонта скважины. Через перфорированные отверстия в стенках контейнера, добываемая жидкость омывает поверхность реагента, обеспечивая его рабочую концентрацию. Определенная скорость подачи ингибитора (обычно, растворенного в водной среде) обеспечивает его необходимую рабочую концентрацию в попутно добываемой воде на длительный период времени (до 360 суток). За счет своей автономности, данная технология удобна в применении на удаленных месторождениях, доступ к которым затруднен. Однако ограничения, связанные с объёмом скважинного контейнера, влияют на длительность защиты и соответственно межремонтного периода.

Одно из технологических ограничений технологии связано с максимальной нагрузкой на колонну. Исходя из этого, с учетом массы и состава размещаемой композиции и желаемого времени защиты оборудования можно оценить границу применимости технологии по дебиту жидкости. Преимущества технологии – это гарантированное присутствие ингибитора солеотложений в продукции скважин, нет необходимости постоянного обслуживания дозирующих устройств. Недостатки – сложность точной дозировки ингибитора; возможно быстрое расходование ингибитора за счет высокого дебита жидкости (более 80 м<sup>3</sup>/сутки); увеличение времени на ремонт скважины в связи с заправкой контейнера. Как правило, ингибирующая композиция из-за ограниченной растворимости может обеспечить необходимую концентрацию ингибитора в интервале обводнённости от 20 до 80%.

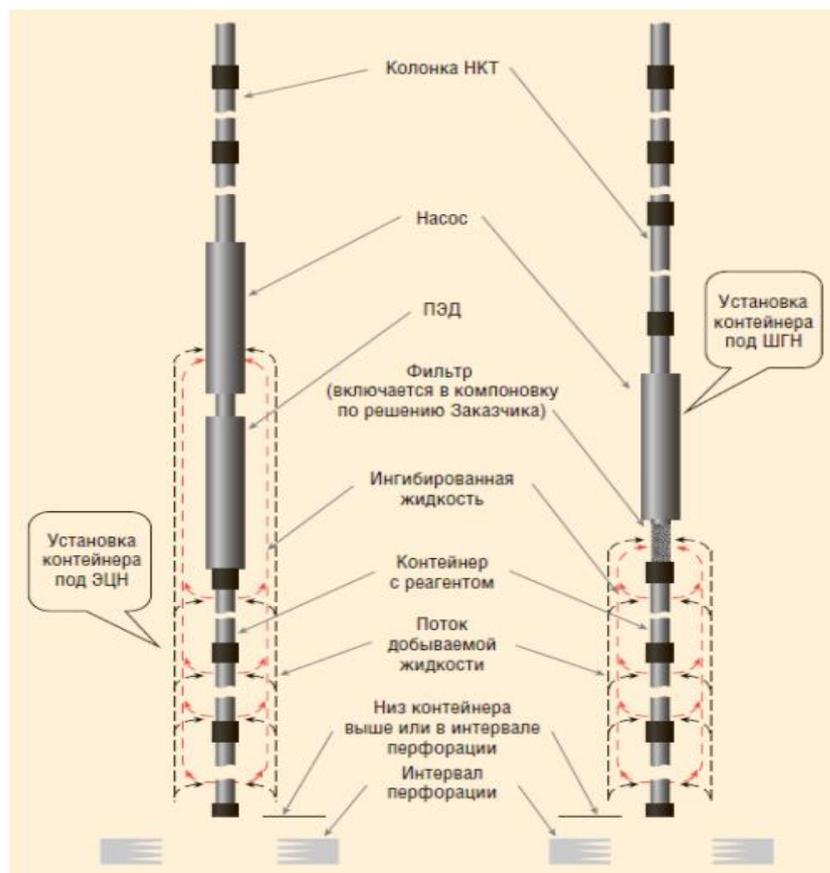


Рисунок 11 – Схема компоновки контейнера «Трил» в скважине  
**Задавка ингибиторов в пласт (технология Squeeze)**

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в Западном Техасе, Grayburg Jackson, Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе Натрона (Вайоминг) и т.д. В отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири.

Суть данной технологии заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта.

За счет адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор «закрепляется» на поверхности породы и постепенно «высвобождается» в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, ПЗП и наземных коммуникаций.

Работы по задавливанию ингибитора в пласт проводятся во время капитального ремонта в соответствии с основным планом капитального ремонта скважины (КРС).

Работы по задавливанию ингибитора выполняются на скважине:

- С наличием ЗУМПФа (открытый интервал перфорации);
- С исправной подвеской НКТ (отбракованная, прошаблонированная), спущенной в район нижних дыр интервала перфорации;
- С исправным состоянием эксплуатационной колонны;
- С исправным состоянием фонтанной арматуры скважины (наличие дублирующей буферной задвижки), работоспособностью центральной, коллекторной и затрубной задвижек.

Также технологию Squeeze соли используют во время глушения скважины при КРС или во время проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) кислотными композициями.

Давление задавливания определяется приемистостью пласта и не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны скважины.

Порядок проведения данных работ, следующий: приготовление 5% раствора ингибитора в попутно-добываемой воде или воде близкой к пластовой по минерализации, используя расчетное количество ингибитора.

Приготовить 15% водный раствор соляной кислоты с расходом 0,3–0,5 м<sup>3</sup> на метр перфорированной мощности пласта с добавкой 1,5% катионноактивного поверхностно-активного вещества (ПАВ).

При открытом затрубном пространстве в НКТ последовательно закачать кислотным агрегатом 15% раствор соляной кислоты и раствор ингибитора солеотложения. После закачки жидкости в объеме НКТ закрывается задвижка на затрубном пространстве. Далее продавливается раствор ингибитора расчетным объемом 1,5% водного раствора катионного ПАВ либо нефтью на глинизированных коллекторах, затем технологической жидкостью в объеме колонны НКТ. Закрывается скважина на 12 часов для

адсорбции реагента и его распределения в порах пласта. По окончании процесса адсорбции из скважины извлечь НКТ, спустить насос, освоить скважину. Повторное задавливание ингибитора в пласт и закачка ингибитора на забой скважины осуществляются при снижении содержания ингибитора в попутно-добываемой воде ниже допустимого минимального уровня (рисунок 12).

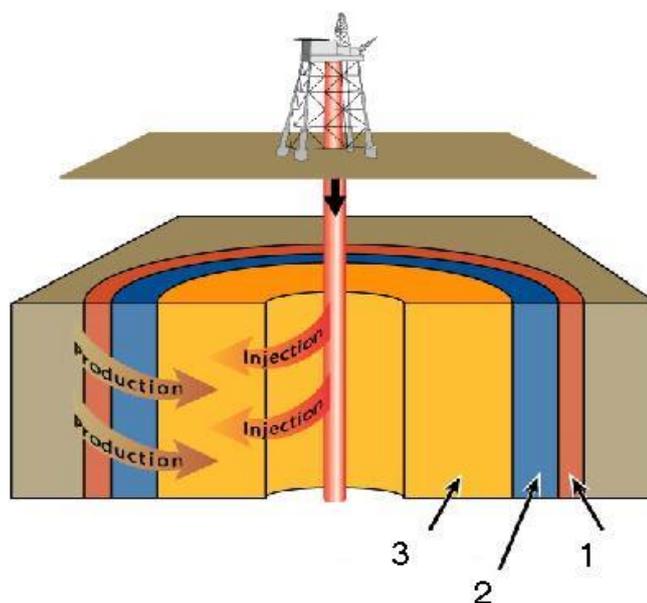


Рисунок 12 – Схема закачки ингибирующего состава:

- 1 – пачка 15% раствора соляной кислоты; 2 – пачка 5% раствора ингибитора;  
3 – продавочная жидкость для оттеснения ингибитора в удаленную зону пласта

В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводнённости продукции скважины. Кроме того, Squeeze treatment не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования, что особенно актуально для труднодоступных и удаленных скважин. Так же технология задавки ингибитора в ПЗП позволяет предотвращать выпадение солей при выводе скважины на режим после ремонта, путем стабилизации применяемых тяжелых жидкостей глушения.

Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта, в связи с задавкой в него значительных объемов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов, различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин.

Технология не рекомендуется для скважин, работающих в интенсивном режиме, поскольку сокращается продолжительность эффекта. Мощный скважинный насос организует значительный перепад давления в ПЗП и высокоскоростные потоки жидкости, из-за чего ускоряется десорбция ингибитора из пластовой породы.

В настоящее время технология Squeeze treatment нашла свое обширное применение во всех мировых нефтяных компаниях, таких как Chevron Texaco, Dunea, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro. В России данная технология активно применяется такими компаниями как ПАО «НК «Роснефть», успешные опытно-промышленные испытания проведены в АО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК Нижневартовск», так же внедрение данной технологии рассматривают и на месторождениях Башкортостана.

#### **Дозирование с помощью установки дозирования реагента**

Установка дозирования реагента (рисунок 13) предназначена для дозированного ввода жидких ингибиторов коррозии, солеотложений в затрубное пространство скважины с помощью насоса дозатора. В настоящее время данная технология подачи реагента является классической и получила своё распространение ввиду её эффективности при эксплуатации. Преимущества УДР в том, что дозирование ингибитора осуществляется непрерывно в заданном интервале подачи реагента в скважину, также возможна дозаправка контейнера УДР по мере израсходования реагента. Из недостатков данного метода ингибиторной защиты выделяется высокая стоимость оборудования, зависимость от развитой инфраструктуры по хранению, закачке реагентов, а также службы по заправке и контролю работы дозирующего оборудования.



Рисунок 13 – Установка дозирования химического реагента

### **Требования к ингибиторам коррозии с учетом условий и способов эксплуатации скважин**

#### **Требования к потребительским свойствам ингибиторов**

Ингибиторы коррозии для применения с дозирующими устройствами должны быть жидкими продуктами. Температура застывания и температура, соответствующая вязкости 800 сСт (максимальная вязкость жидкости, перекачиваемой дозирочными насосами), должны быть, соответственно, минус 50 и минус 40 °С.

Ингибиторы не должны обладать высокой токсичностью для людей. Наиболее приемлемы продукты 4-го класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76.

Температуры вспышки, воспламенения и самовоспламенения, а также пределы взрываемости паров ингибитора с воздухом не должны превышать этих показателей для светлых нефтепродуктов. При одинаковых показателях по защитным свойствам, вязкости и токсичности предпочтение следует

отдавать невзрывоопасным, негорючим соединениям.

Ингибиторы при рабочих концентрациях не должны оказывать разрушающее действие на уплотнительные материалы, применяемые в насосах, задвижках, фланцевых соединениях.

Для перевозки, хранения и закачки ингибиторов должны применяться стандартные технические средства.

Защитные свойства ингибиторов не должны изменяться при хранении в течение года в закрытых емкостях, на открытых площадках и в неотапливаемых складских помещениях, при температуре окружающей среды от минус 50 до плюс 40 °С.

### **Специальные требования**

Ингибиторы не должны повышать устойчивость эмульсии нефть-вода, ухудшать действие деэмульгаторов, вызывать вспенивание эмульсии и отдельно водной и углеводородной фаз после их расслоения.

Защитное действие ингибиторов должно сохраняться при температуре коррозионной среды на забое скважины.

Ингибиторы не должны способствовать развитию сульфатовосстанавливающих бактерий. Предпочтительны ингибиторы, обладающие бактериостатическими или бактерицидными свойствами.

Ингибиторы не должны нарушать химическое равновесие минерализованной водной фазы эмульсии нефть-вода.

Ингибиторы должны быть устойчивыми к коагуляции в минерализованной пластовой воде.

Ингибиторы должны сохранять защитные свойства в присутствии реагентов, предотвращающих отложение солей и парафина.

Ингибиторы не должны ухудшать качество отделяемой от нефти воды, т.е. способствовать увеличению в ней нефти и механических примесей.

Вода, содержащая ингибитор, при закачке в продуктивные горизонты не должна уменьшать проницаемость горных пород.

Ингибиторы и продукты их разложения не должны отравлять

катализаторы, применяемые при переработке нефти и ухудшать качество получаемых нефтепродуктов.

В состав ингибиторов не должны входить соединения, содержащие органически связанный хлор.

Ингибиторы и их растворы при применении по методу закачки в призабойную зону пласта не должны вызывать набухание горных пород, составляющих продуктивный пласт.

Ингибиторы, применяемые для защиты газлифтных скважин по методу непрерывной закачки, для исключения возможности образования гидратов в трубопроводе для нагнетания газа и межтрубном пространстве не должны содержать воду.

Ингибиторы должны обладать способностью перехода в водную фазу при разделении эмульсии нефть-вода.

Защитная способность ингибиторов должна быть не менее 90 % при определении в соответствии с требованиями ГОСТ 9.506-87 «Ингибиторы коррозии металлов в водно-нефтяных средах. Методы определения защитной способности» и ГОСТ 9.514-99 «Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Электрохимический метод определения защитной способности».

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

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

Потребность в ингибиторе для защиты скважин и ВСО от коррозии на год по каждому защищаемому объекту рассчитывается по формуле (7):

$$X_{(г/ик)} = k_i \cdot Q_{(г/ж)} \cdot q \cdot 10^{(-6)} \cdot 365, \quad (7)$$

где:  $X_{ик}$  – 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 (8):

$$X_{ик} = \sum_{i=1}^n X_{i_ик}, \quad (8)$$

где:  $X_{ик}$  – годовая потребность в ингибиторе коррозии по осложненному фонду скважин заданного месторождения  $m^3$ ;  $n$  – 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.

## **2.2 Коррозионностойкие материалы**

### **Анализ применения коррозионностойких материалов**

Примером используемого антикоррозионного покрытия служит PolyPlex – покрытие, предназначенное для эксплуатации в скважинах с температурой до  $150^{\circ}C$ . Оно отличается высокой эластичностью, отсутствием склонности к трещинообразованию, сколам, чувствительности к любым деформациям, стойкостью к механическим повреждениям (в том числе к задирам), абразивной и гидроабразивной стойкостью. Свойства покрытия значительно превышают показатели нержавеющей стали типа 08X18H10T. Так, для PolyPlex характерны высокая коррозионная стойкость, в том числе к сероводороду, хлору и т.д., стойкость к образованию АСПО и отложению

солей, низкое гидравлическое сопротивление, высокая адгезия. Использование покрытия позволяет производить ремонт НКТ путем кратковременной тепловой обработки паром или посредством кислотной промывки. Покрытие характеризуется стабильностью свойств на протяжении всего срока службы, ему присущи экологическая чистота, длительный срок службы и ремонтпригодность в условиях нефтепромысла.



Рисунок 14 – Стратегические направления в решении проблем коррозии насосно-компрессорных труб

Возможно также нанесение внутреннего покрытия PolyPlex на промысловые трубопроводы, что увеличит их срок службы, а также на внутреннюю поверхность ПСМ в АГЗУ, что позволит избежать абразивного износа и коррозии отводов ПСМ, увеличит срок службы ПСМ и обеспечит наибольшую точность замеров в результате отсутствия перетоков. В случае использования данного покрытия при ремонте НКТ не требуется производить отжиг, применяемый для удаления АСПО в настоящее время, что снизит стоимость ремонта.

Данная технология применяется на месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»).

### Покрытия серии ТС 3000

Покрытия серии ТС 3000 разработаны международной компании Hilong и наносится в условиях заводов Hilong Russia.

Серия ТС 3000 обладает высокими значениями адгезии, коррозионной защиты, стойкости к износу, а также низкой газопроницаемостью. Это позволяет обеспечить защиту НКТ от различных видов коррозии при повышенных температурах, эффективно защитить НКТ от действия кислот при ОПЗ.

Компания Hilong Russia проводила испытания образцов НКТ с покрытием ТС3000F в скважинах коррозионного фонда в компании ООО «Газпромнефть-Восток» в течение 1800 суток. Коррозионный фонд ООО «Газпромнефть-Восток» характеризуется высокой обводненностью (95-97%), температурой (до 120°C), CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> коррозией.

Среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, колеблется в пределах 150-200 суток, а минимально-зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных коррозионных отверстий 60 суток.

Благодаря применению покрытия ТС 3000F компания ООО «Газпромнефть-Восток» избавилась от необходимости замены труб каждые 150 суток на 7 скважинах, а текущая наработка по НКТ с покрытием ТС3000F составляет более 5 лет, что в 10 раз больше чем в среднем у НКТ без покрытия.

Таблица 3 – Нарботка труб в скважинах Урманского месторождения (данные на 15.08.2018)

<b>№ п/п</b>	<b>Нарботка</b>	<b>НКТ без покрытия, сут.</b>	<b>НКТ с покрытием ТС3000F, сут.</b>
1	Минимальная	60	Эксплуатация продолжается
2	Средняя	175	700
3	Максимальная	248	1800

Были проведены следующие испытания:

1. Визуальный осмотр внутреннего антикоррозионного покрытия и резьбового соединения.
2. Определение толщины покрытия по ГОСТ 31993-2013.
3. Определение адгезионной прочности покрытия методом нормального отрыва по ГОСТ 32299-2013.
4. Определение диэлектрической сплошности по ASTM G62.
5. Определение термокинетических характеристик методом ДСК.
6. Определение стойкости к прямому удару по ГОСТ Р 51164.
7. Проведение микроструктурных исследований.



Рисунок 15 – Фотографии внутренней поверхности труб до и после использования насосно-компрессорных труб ТС3000F

По результатам испытаний были сделаны следующие выводы:

1. Визуальный осмотр не выявил наличие дефектов внутреннего антикоррозионного покрытия серии ТС, покрытие имеет равномерную поверхность без трещин, отслоений, вздутий и прочих дефектов.
2. Пробоев при определении диэлектрической сплошности по всему периметру фрагментов НКТП при испытательном напряжении  $U_{и} = 5$  кВ/мм не обнаружено.
3. Среднее значение адгезионной прочности покрытия серии ТС методом нормального отрыва составляет 16 Мпа с преобладающим характером отрыва «по клею».

4. Анализ микроструктуры показал, что антикоррозионное покрытие является двухслойным. Нарушений межслойных адгезионных связей и адгезионных связей на границе «покрытие-металл» не обнаружено.
5. Наличие продуктов коррозии металла НКТ под покрытием не установлено, т.е. антикоррозионная защита полностью выполнила свои функции.
6. По результатам определения термокинетических характеристик материала покрытия серии ТС каких-либо аномалий, связанных с процессами деструкции материала, не наблюдается.

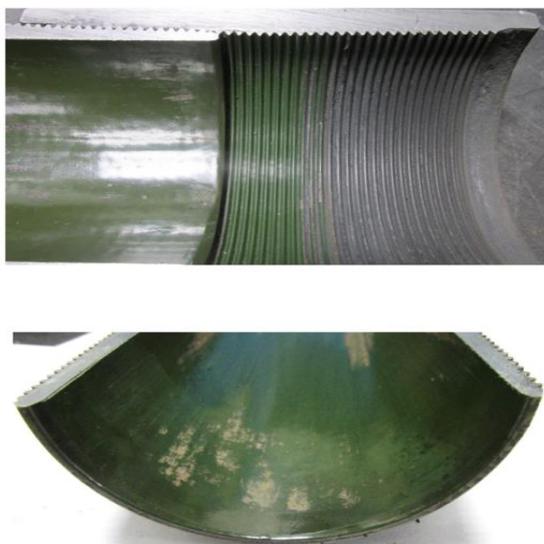


Рисунок 16 – Внешний вид образцов после распиловки с внутренним антикоррозионным покрытием серии ТС с наработкой 1800 сут.

#### **Диффузионные цинковые покрытия насосно-компрессорных труб**

При эксплуатации диффузионно оцинкованных изделий в агрессивных средах на их поверхности образуются плотные слои из продуктов коррозии, которые обладают защитными свойствами и предохраняют нижележащие слои покрытия от разрушения (эффект самозащиты). На защитный эффект образующихся продуктов коррозии (барьерный эффект продуктов коррозии) влияет не только их количество, но и главным образом их состав и свойства. Сравнение основных свойств различных цинковых покрытий и результатов их коррозионных испытаний показывает, что в жестких условиях эксплуатации наиболее эффективны диффузионные цинковые покрытия.

Преимущества диффузионных цинковых покрытий обусловлены их свойствами. По сравнению с гальваническими, фосфатными и другими покрытиями они обладают более высокими твердостью и износостойкостью, а также степенью сцепления со стальной поверхностью трубы за счет диффузионной связи. Они не склонны к старению и менее подвержены механическим воздействиям по сравнению с полимерными покрытиями. Уникальные свойства диффузионного цинкового покрытия обусловлены его структурой, которая обеспечивает ему хорошую пластичность, протекторные свойства и выполнение функции твердой смазки, что особенно важно для резьбовых соединений труб, их эксплуатационной надежности и долговечности.

Важным показателем покрытия является равномерность его распределения по профилю резьбы. Металлографическими исследованиями установлено, что слой диффузионного цинкового покрытия нового поколения «Дельта 5+» равномерно распределяется по профилю резьбы муфты и ниппельного конца НКТ. Это обеспечивает резьбовому соединению высокие герметичность и эксплуатационную надежность.

Указанные свойства диффузионного цинкового покрытия обеспечивают повышение стойкости резьбы нарезных труб и исключают потерю их герметичности при многократных (до 20-30 раз и более) операциях свинчивания – развинчивания. Длительные промышленные испытания партии диффузионно оцинкованных НКТ группы прочности Е с высаженными наружу концами в нефтяных скважинах Чижевского месторождения НГДУ «Полтаванефтегаз» ОАО «Укрнефть» показали их высокую коррозионную стойкость и эксплуатационную надежность. Программой испытаний предусматривался периодический подъем колонн НКТ для осмотра и отбора образцов труб и муфт для обследования состояния диффузионного цинкового покрытия и определения физико-механических характеристик НКТ и муфт. Ни одной трубы из 633 не было отбраковано. Развинчивание труб с диффузионным цинковым покрытием проходило без срывов и повреждений резьбы.

Таблица 4 – Сравнительные характеристики насосно-компрессорных труб без защитного покрытия и с диффузионным цинковым покрытием

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НКТ без покрытия	НКТ с ДЦП
1	Скорость коррозии	Мм/год	0,5-1,8	0,1-0,3
2	Вид (характер) коррозии	-	Неравномерная с образованием раковин, сквозных свищей	Равномерная, затухающая во времени
3	Срок службы	лет	1,5-3,0	6-7 и более
4	Герметичность и коррозионная стойкость резьбовых соединений	-	Около 50% аварий колонн происходит в течение 1,5-2,0 лет их эксплуатации в скважинах из-за разрушения резьбовых соединений	100% защита НКТ. ДЦП обеспечивает высокую герметичность и коррозионную стойкость резьбовым соединениям
5	Процент использования труб (от начала эксплуатации в скважине)	годы	30-50	98-100
6	Количество операций «свинчивание-развинчивание»	циклы	5-6	10-15 и более
7	Вероятность повреждения резьбовых концов труб (при транспортировке, технических операциях и др.)	-	большая	меньшая

Другой способ защиты от коррозии – использование стеклопластиковых НКТ. Проект по их испытанию в трех добывающих скважинах с УЭЦН на Вань-Еганском месторождении был составлен совместно с компанией ООО «Фабер Гласс Рус» (подразделение американской компании Fiber Glass Systems). К преимуществам данного оборудования можно отнести высокую стойкость к коррозии, механическим разрушениям и

механические примесям, работоспособность при отрицательной температуре до  $-50^{\circ}\text{C}$ , низкую теплопроводность, позволяющую с минимальными потерями тепла обеспечивать добычу вязкой нефти. Минимальный срок службы этих НКТ составляет 15-20 лет.

Существуют и другие способы защиты НКТ от коррозии. Так, применение традиционных легированных хромом сталей значительно увеличивает хладостойкость, прочность, ударную вязкость и коррозионную стойкость НКТ, что позволяет нарастить срок службы оборудования в 2 раза и более. При этом надо иметь в виду, что хоть в России и налажено производство легированных хромом сталей, многие заводы выпускают сплав с неравномерным распространением хрома, который не дает необходимой защиты от коррозии. Необходимый эффект достигается только за счет технологии непрерывного литья. По итогам анализа применения покрытий НКТ и труб, изготовленных из специальных материалов, мы приняли решение о полном переходе на покрытия PolyPlex и трубы, изготовленные из сплава с добавлением хрома (1%). В настоящее время мы ведем испытания НКТ различного сортамента разных заводов-изготовителей и с разной структурой металла, который содержит хром. По результатам испытаний будут определены основные поставщики трубной продукции.

Подобное решение обусловлено, в частности, значительной удаленностью объектов «ВНГ» от ремонтных баз и, следовательно, значительными расходами на доставку трубной продукции. Такой подход уже начал применяться и показал свою эффективность. Так, на покрытие PolyPlex распространяется пятилетняя гарантия, а ремонт трубы с покрытием обойдется как минимум в 2 раза дешевле, так как вместо традиционной очистки и отжига будет необходима только гидродинамическая очистка внутренней поверхности.

**Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях  
ОАО «Удмуртнефть»**

Высокий интерес нефтедобывающих компаний к стеклопластиковым трубам обусловлен их особенными техническими характеристиками.

В таблице 5 представлено сравнение физических и эксплуатационных свойств стальных и стеклопластиковых труб.

Таблица 5 – Сравнительные характеристики стальных и стеклопластиковых труб

Показатель	Трубы	
	Стальные	Стеклопластиковые
Внутренний диаметр, мм	62	63
Наружный диаметр (диаметр муфты), мм	73 (89)	73 (94)
Масса 1 м, кг	9,5	3,1
Плотность материала, кг/м <sup>3</sup>	7800	1900
Коэффициент шероховатости, мм	0,03	0,0015
Разрушающая осевая растягивающая нагрузка, кН	278	144-427
Число спускоподъемных операций	10	10
Теплопроводность, кДж/(м ч °С)	197	2,1
Срок службы, число лет	1-10	20

Благодаря своим свойствам, СПНКТ имеют ряд существенных преимуществ над стальными НКТ:

1)Инертность к коррозионно-агрессивным компонентам (кислоты, соли, щелочи, сероводород и кислородсодержащие соединения), следовательно, отсутствие процессов коррозии, что препятствует засорению нефтепромыслового оборудования и призабойной зоны пласта продуктами коррозии в виде сульфида железа;

2)Небольшая масса стеклопластика (в 4 раза меньше стали);

3)Гладкая поверхность стеклопластиковых труб препятствует созданию центров кристаллизации солеотложений и парафиноотложений, соответственно уменьшается риск их образования, что в свою очередь

положительно сказывается на снижении гидравлического сопротивления восходящему потоку жидкости;

4)Отсутствие пластической деформации и высокие прочностные характеристики стеклопластика;

5)Низкий коэффициент тепло- и электропроводности;

6)Срок службы СПНКТ более чем в 2 раза больше стальных НКТ.

Перечисленные преимущества определили перспективы внедрения и промышленного применения данного оборудования на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Однако при эксплуатации данных НКТ выявлен ряд особенностей, которые хотелось бы отметить [2]:

1. Заворот и отворот труб проводится вручную с помощью специализированных динамометрических ключей с определенным усилием и моментом кручения;

2. При развинчивании стеклопластиковых труб, в ходе ремонта, приходится иногда применять большое усилие, результатом которого становится повреждение СПНКТ, появление следов ключей на ниппельной части трубы (рис.17).



Рисунок 17 – Состояние стеклопластиковых насосно-компрессорных труб после развинчивания при спускоподъемных операциях

Для предупреждения подобных ситуаций необходимо применение специальной смазки, с хорошими смазывающими и антиадгезионными

свойствами. В данном случае используется смазка, предлагаемая производителем СПНКТ;

3. Проведение спускоподъемных операций (СПО) осуществляется с применением металлического подвешного патрубка, при этом возможно нарушение резьбы (износ, появление сколов) насосно-компрессорной трубы в раструбной части (рис.18);



Рисунок 18 – Вид нарушенной резьбы стеклопластиковых насосно-компрессорных труб при спускоподъемных операциях

Таким образом, стеклопластиковая НКТ на текущий момент не полностью адаптирована к работе со стандартным инструментом, применяемым при ТКРС. В результате перечисленных особенностей эксплуатации среднее число спускоподъемных операций СПНКТ составляет не более 3. За период промышленного внедрения на 12 скважинах (22 %) добывающего фонда отмечались проблемы с резьбой при спускоподъемных операциях или обрывом по резьбе. Для увеличения числа СПО до заявленного производителем уровня сотрудниками ОАО «Удмуртнефть» совместно с заводом-изготовителем была разработана специальная конструкция стеклопластиковой трубы со стальными удлинителями (рис. 19.), позволяющая повысить надежность резьбовой части СПНКТ.

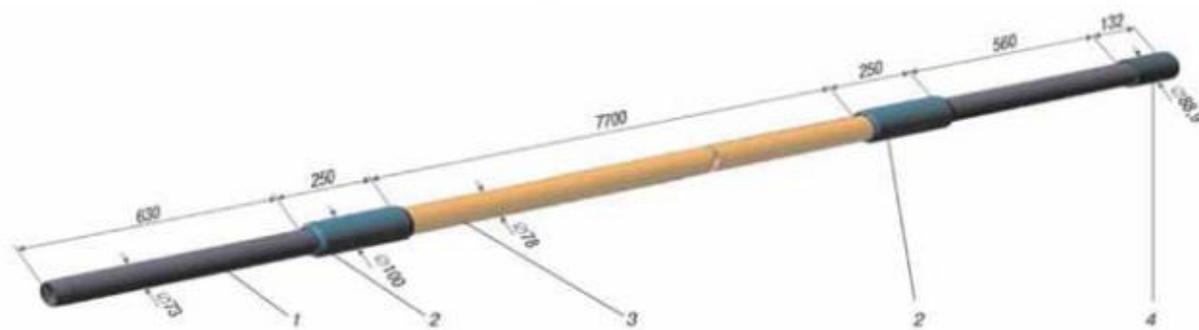


Рисунок 19 – Стеклопластиковая труба со стальными удлинителями

В августе 2013 г. Внедрена первая подвеска с использованием данной модернизированной трубы (рисунок 20).



Рисунок 20 – Внедрение стеклопластиковых насосно-компрессорных труб со стальными удлинителями

Ожидается, что применение стеклопластиковой трубы со стальными удлинителями позволит существенно увеличить количество спускоподъемных операций СПНКТ, сократит затраты на замену испорченных по резьбе труб, что в свою очередь позволит повысить эффективность применения трубной продукции.

#### **Расчет потребности труб НКТ в коррозионностойком 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 НКТ 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 (9):

$$N_{\text{СКВ}} = (\text{ОФ} - C_{\text{ИНГ}}) \cdot 0,5, \quad (9)$$

где:  $N_{\text{СКВ}}$  – число скважин для защиты; ОФ-осложненный фонд скважин;  $C_{\text{ИНГ}}$ - число скважин, защищаемых ингибированием.

Объем потребности в метрах рассчитывается по формуле (10):

$$M = N_{\text{СКВ}} \cdot L, \quad (10)$$

где:  $M$ -объем потребности (м);  $N_{\text{СКВ}}$ -число скважин для защиты;  $L$  – средняя длина подвески НКТ (м).

Объем потребности в штуках составляет:

$$N = \frac{M}{10}, \quad (11)$$

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).

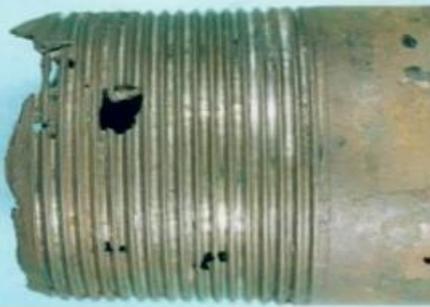
Третий и следующие годы реализации мероприятий по защите. Потребность третьего года связана только с обеспечением новых скважин, зачисляемых в коррозионный фонд и объема возмещения НКТ в коррозионнотойком исполнении, которое в текущем году отработает более

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.

### 2.3 Анализ конструкции резьбовых соединений

Таблица 6 – Виды разрушений резьбовых соединений

№ п/п	Виды повреждения	Описание	Причины возникновения	Фото
1	Обрыв резьбы	Ниппель с резьбовой частью НКТ имеет сильный коррозионный износ по периметру рабочей резьбовой поверхности, края обрыва неровные. Наличие плотных осадков коричневого цвета (карбонаты железа и кальция, оксиды железа).	Электрохимическая углекислотная коррозия, вызванная высокой агрессивностью среды в совокупности с большим содержанием растворенных газов ( $\text{CO}_2$ , $\text{H}_2\text{S}$ , $\text{O}_2$ ) в транспортируемой жидкости. Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.	
2	Обрыв резьбы	Значительная площадь коррозионного повреждения, наличие плотных осадков коричневого цвета, расположены области наибольшего повреждения с одной стороны на внутренней поверхности под резьбой.	Электрохимическая углекислотная коррозия, вызванная значительным количеством $\text{CO}_2$ в транспортируемой жидкости. Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.	

3	Разрушение тела трубы под резьбой	Коррозионно е разрушение внутренней поверхности тела трубы под резьбой, разрушение резьбовой поверхности, края обрыва неровные.	Коррозионное разрушение тела трубы под резьбой, вызванное электрохимической углекислотной коррозией. Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.	
4	Разрушение резьбы муфты	Коррозионно е разрушение резьбы муфты	Разрушение резьбы муфты под действием углекислотной коррозии (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высокоррозионной группы). Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.	
5	Разрушение резьбы ниппеля	Сквозная коррозия на резьбе ниппеля	Разрушение резьбы ниппеля в результате язвенной коррозии (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высокоррозионной группы). Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.	

6	Разрушение муфты	Коррозионное разрушение тела муфты	Разрушение муфты в результате язвенной коррозии и воздействия агрессивных агентов жидкости (эксплуатация труб в нефтепромысловых средах высококоррозионной группы). Применение НКТ из некоррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.	
7	Электрокоррозия муфты	Разрушение поверхности муфты	Происходит под действием блуждающих токов, вызывающих разрушение металла. На анодных (+) участках наблюдается наиболее интенсивное разрушение.	

ООО «ТМК — Премиум Сервис» — одна из структурных единиц холдинга «ТМК», в основе деятельности которой находятся премиум-соединения. Создание такой структуры было продиктовано особыми требованиями к премиальному сегменту труб и их резьбовым соединениям, потребностью в совершенствовании этой продукции и в разработке новых конструкций.

История премиальной резьбы группы компаний «ТМК» началась в 1998 году, когда конструкторы ТАГМЕТа приступили к разработке и освоению опытного производства высоко герметичных резьбовых соединений класса «премиум». К данному периоду относятся резьбовые соединения «ТМК-1» («СТТ») и «ТМК FMC». В 2001 году было налажено промышленное производство труб с премиум-соединениями. К 2003 году разработаны

современные конструкции резьбовых соединений обсадных (ТМК GF, ТМК PF, ТМК PF ET, ТМК CWB), насосно-компрессорных (ТМК FMT) труб, приварных замков для бурильных труб (ТМК TDS, ТМК DEXTR). В 2007 году создано ООО «ТМК — Премиум Сервис», включающее такие бизнес-направления, как разработка, освоение, производство, продажа, развитие и сервисные услуги в области премиум-соединений.



Рисунок 21 – Линейка продукции класса «премиум»

ТМК ULTRA — высокопрочные безмуфтовые соединения. Эта разработка в отличие от названных выше и сделанных в России принадлежит американскому активу компании. Эти соединения применяются при эксплуатации скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений и отличаются высокой прочностью при растягивающем напряжении. Сегодня налицо повышенный интерес потребителей к безмуфтовым соединениям. В ответ на это мы уже осенью текущего года планируем начать процесс производства безмуфтовых соединений ТМК ULTRA на российских заводах и как раз сейчас завершаем юридические процедуры по обмену лицензиями с американским предприятием.

Резьбовое соединение ТМК FMT применяется на НКТ и характеризуется высокой сопротивляемостью растягивающим, изгибающим, сжимающим нагрузкам при избыточном крутящем моменте. Мы провели испытания, результаты которых позволили сделать заключение об абсолютной герметичности этого соединения при различных нагрузках в

вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных скважинах нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений со сложными условиями эксплуатации. При этом герметичность можно рассматривать как важнейшую характеристику соединения при работе в агрессивной среде, содержащей  $H_2S$  и  $CO_2$ , в условиях низких и высоких температур.



Рисунок 22 – Резьбовое соединение насосно-компрессорных труб ТМК FMT

Еще одна особенность соединения ТМК FMT — возможность многократной сборки без потери работоспособности, что увеличивает сроки эксплуатации НКТ. В ходе стендовых испытаний производилось более 75 циклов свинчивания-развинчивания соединений. Однако с учетом того, что условия на скважине отличаются от таковых на стенде, мы можем гарантировать потребителю полную герметичность при выполнении 35 операций сборки.

В конструкции соединения ТМК FMT герметичность обеспечивается узлом уплотнения металл — металл. Соединение включает радиальное

уплотнение и упор. Радиальное уплотнение, состоящее из коротких конических поверхностей трубы и муфты, позволяет проводить многократную сборку резьбового соединения без повреждения уплотнительных поверхностей за счет быстрого входа и выхода в зоне контакта. Упор, состоящий из конических поверхностей трубы и муфты, обеспечивает дополнительную герметичность и защищает соединение от чрезмерного момента свинчивания и сжатия.

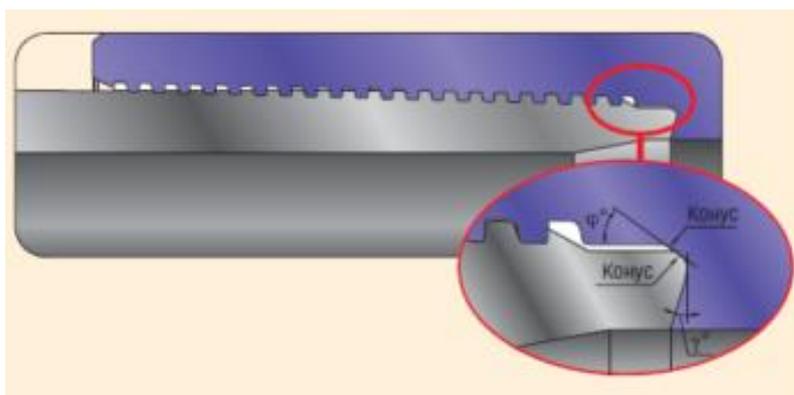


Рисунок 23 – Конструкция резьбового соединения ТМК FMT:  
герметизирующий узел

#### **2.4 Порядок выбора метода защиты внутрискважинного оборудования от коррозии**

В основе методики выбора типа защитных мероприятий лежит поэтапное определение действующих условий коррозии. Для каждого отдельного случая (для каждой скважины) коррозии определяют:

На первом этапе определяется локализация расположения коррозионных повреждений. Определение зоны коррозионных повреждений должно производиться в ходе расследования причин коррозионного отказа. Информация фиксируется в акте комиссионного осмотра НКТ при подъеме для накопления массива информации.

На втором этапе определяется тип коррозионного повреждения и определяется природа коррозионного процесса.

На третьем этапе проводится выбор группы технологий, применение которых технически возможно для каждой из зон повреждения. Все

возможные технологии объединены в группы в таблице 1.

На четвертом этапе проводится отбор технологий из выбранной группы путем рассмотрения пограничных критериев применимости с учетом конкретных условий и режимов работы скважины, осложненной коррозией.

Пятый этап. Группы отобранных технологий для конкретной зоны и типа сравниваются между собой по экономическим показателям (стоимость защитных мероприятий за год) или технико-экономическим показателям (скорость коррозии до применения метода, в результате применения метода, изменения продолжительности эксплуатации оборудования, МРП, экономическая эффективность). Для уточнения сравнительных экономических характеристик методов могут потребоваться дополнительные опытно-промышленные испытания в реальных условиях.

Расчеты для сравнения экономической эффективности проводятся в соответствии с нормативным документом. Для автоматизации расчета используется шаблон.

Таблица 7 – Зоны и типы коррозионных повреждений

<b>№</b>	<b>Зона коррозионного повреждения</b>	<b>Вид и тип коррозионного повреждения</b>	<b>Перечень технологий</b>
1	Зона 1 – ПЭД	Сплошная коррозия, Местная язвенная, мейза-коррозия	Контейнер-дозатор ингибитора Капсулированный ингибитор. Защитное покрытие поверхности двигателя. Протекторная защита. Задавка ингибитора в пласт. Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД.
2	Зона 2 – рабочие органы ЭЦН	Сплошная коррозия, Местная язвенная, мейза-коррозия	Контейнер – дозатор ингибитора. Капсулированный ингибитор. Дозирование ингибитора в затрубное пространство. Задавка ингибитора в пласт Дозировка ингибитора через трубку ниже ПЭД.
3	Зона 3. – насосно-компрессорные трубы	Внешняя сплошная, местная – язвенная, мейза-коррозия	Применение труб из коррозионностойкого материала. Применение труб с внешним металлизированным покрытием. Применение стеклопластиковых труб.

			Закачка ингибитора в затрубное пространство. Электрохимзащита.
4	Зона 3. – насосно-компрессорные трубы	Внутренняя сплошная коррозия, местная – язвенная, мейза-коррозия	Применение труб из коррозионностойкого материала. Применение труб с металлизированным покрытием. Применение труб с силикатно-эмалевым покрытием. Применение труб с полимерным покрытием. Закачка ингибитора в затрубное пространство. Применение контейнеро-дозаторов. Применение капсулированных ингибиторов. Применение стеклопластиковых труб. Задавка ингибитора в пласт. Дозирование ингибитора через трубку.
5	Зона 4 – нефтесборный коллектор скважины	Внутренняя сплошная коррозия, местная – язвенная, мейза-коррозия	Закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство. Закачка ингибитора в коллектор с устья скважины. Применение внутреннего покрытия.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Дикилиеву Руслану Исмаиловичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.

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

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения методов или технологии выполнения работ
Планирование и формирование бюджета проекта	Расчет затрат на реализацию технологии по защите от коррозии
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности методов защиты. Сравнительная оценка различных методов защиты

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**

Критерии оценки эффективности различных методов

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6П	Дикилиев Руслан Исмаилович		02.03.2020



### **3.2. Оценка эффективности неметаллических покрытий**

Эффективность неметаллических покрытий оценивают по:

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

Хобразного надреза, методом отрыва);

- наблюдением за областью наружной поверхности в месте прилегания трубного ключа и элеватора;

- стойкости к истиранию (абразивному износу);
- прочности при ударе;
- стойкости к химическому воздействию и т. Д.

### **3.3. Оценка эффективности электрохимической защиты и протекторной защиты**

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

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

Для протекторной защиты КОЭ – величина токоотдачи протектора.

### **3.4. Оценка эффективности технологических методов защиты**

Для технологических методов защиты:

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

Основные критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Критерии оценки эффективности различных методов борьбы с коррозией

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

### 3.5. Сравнительная оценка разных методов защиты

#### 3.5.1. Единый критерий сравнительной оценки

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

с учетом критериев применимости. В дальнейшем, при проведении ОПИ и промышленном применении способа защиты от коррозии, необходимо выбрать универсальный КОЭ, тем более, что могут быть использованы комбинированные технологии.

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

$$КСНО = \frac{СНО_{ПК}}{СНО_0}, \quad (14)$$

где: КСНО – коэффициент увеличения средней наработки; СНО<sub>0</sub> – средняя наработка на отказ до применения противокоррозионных мероприятий, сут; СНО<sub>ПК</sub> – средняя наработка на отказ при применении противокоррозионных мероприятий, сут.

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

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

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

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{ТикРС} + \mathcal{E}_{дд} + \mathcal{E}_{эо} \quad (15)$$

### 3.5.2. Сбор исходных данных для расчета

Исходные данные для расчета отражены в таблице 9. Перед проведением расчета, таблицу следует заполнить последними данными.

Таблица содержит параметры работы скважины, поэтому составляется индивидуально для каждой скважины.

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

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

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

Таблица 9 – Исходные данные для расчета

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Обозначения	Величина
1	Стоимость ТиКРС	Руб/час	$C_{\text{ТиКРС}}$	84689,23
2	Средняя продолжительность ТиКРС	Сут(сут)	$T_{\text{ТиКРС}}$	5
3	Среднее МРП	Сут	МРПБ	275
4	Средняя стоимость ТиКРС	Руб	$C_{\text{ТиКРС}}$	1100000
5	Стоимость «черной» НКТ	Руб/тн	$C_{\text{чт}}$	84000
6	Стоимость УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении	Руб/тн	$C_{\text{гно}}$	3376098
7	Стоимость погружного кабеля в обычном исполнении	Руб/км	$C_{\text{каб}}$	340000
8	Стоимость ингибитора,	Руб/тн	$C_{\text{и}}$	200000
9	Стоимость коррозионностойкой НКТ	Руб/тн	$C_{\text{кст}}$	128320
10	Стоимость НКТ с покрытием	Руб/тн	$C_{\text{нкТП}}$	98000
11	Стоимость катодной защиты	Руб	$C_{\text{кз}}$	145000
12	Стоимость УЭЦН+ПЭД в коррозионно-стойком исполнении	Руб/шт	$C_{\text{кгНО}}$	5000000
13	Стоимость погружного кабеля в коррозионно-стойком исполнении	Руб/шт	$C_{\text{ккС}}$	395000
14	Средняя глубина спуска УЭЦН	М	L	2200

15	Средний расход ингибитора	г/м <sup>3</sup>	P	255
16	Дебит жидкости	М <sup>3</sup> /сут	Q <sub>ж</sub>	314
17	Обводненность	%	B	92
18	Потери по нефти	Тн/год	-	2261
19	Стоимость нефти	Тыс.руб/тн	C <sub>н</sub>	17000

### 3.5.3. Расчет экономии за счет снижения количества ТиКРС

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

$$\Delta K_{\text{ТиКРС}} = K_{\text{б}} - K_{\text{з}} = 1,3 - 1,14 = 0,16, \quad (16)$$

где:  $\Delta K_{\text{ТиКРС}}$  – изменение числа ТиКРС в год;  $K_{\text{б}}$  – число ТиКРС в год в базовом периоде (до применения метода защиты);  $K_{\text{з}}$  – число ТиКРС в год в период применения метода защиты.

### 3.5.4. Расчет среднего количества ремонтов скважин в год в базовом период

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

$$K_{\text{б}} = \frac{365}{\text{МРП}_{\text{б}} + T_{\text{ТиКРС}}} = \frac{365}{275 + 5} = 1,3, \quad (17)$$

где:  $K_{\text{б}}$  – количество ремонтов в год в базовом периоде;  $\text{МРП}_{\text{б}}$  – межремонтный период в базовом периоде;  $T_{\text{ТиКРС}}$  – средняя продолжительность ТиКРС.

### 3.5.5. Расчет среднего количества ремонтов в год в период применения метода защиты

Среднее количество ремонтов в год в период применения метода защиты вычисляется делением продолжительности года в сутках на продолжительность цикла между ремонтами, который состоит из

достигнутого в ходе применения метода межремонтного периода и средней продолжительности операции ТиКРС.

$$K_3 = \frac{365}{МРП_{дпз} + T_{ТиКРС}} = \frac{365}{314 + 5} = 1,14, \quad (18)$$

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

### 3.5.6. Расчет экономии за счет снижения числа ТиКРС

$$\mathcal{E}_{ТиКРС} = \Delta K_{ТиКРС} \cdot C_{ТиКРС} = (K_6 - K_3) \cdot C_{ТиКРС} = (1,3 - 1,14) \cdot 1100000 = 176490 \quad (19),$$

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

### 3.5.7. Расчет экономии за счет уменьшения потерь добытой нефти из-за сокращения простоев скважин

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

$$\mathcal{E}_{дд} = \Delta K_{ТиКРС} \cdot T_{ТиКРС} \cdot Q_n \cdot \rho \cdot C_n = (1,3 - 1,14) \cdot 5 \cdot 25,12 \cdot 0,84 \cdot 17000 = 287769 \quad (20)$$

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

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

$$Q_n = Q_{ж} \cdot (1 - B) = 314 \cdot (1 - 0,92) = 25,12, \quad (21)$$

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

### **3.5.8. Расчет экономии за счет увеличения срока эксплуатации оборудования**

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

Различные методы защиты ГНО от коррозии способны выполнять защиту не всего глубинонасосного оборудования. Данные по защищаемым объектам при применении различных методов защиты приведены в таблице 10.

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

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

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

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

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

Не исключен случай, когда в результате применения труб в коррозионно-стойком исполнении наработка оборудования на отказ не

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

Таблица 10 – Объекты защиты при применении разных методов защиты от коррозии

№ п/п	Метод защиты ГНО от коррозии	Эксплуатационная колонна	Внутренняя поверхность НКТ	Внешняя поверхность НКТ	Брошля	Резьбовые соединения труб	ПЭД	Секции насоса
1	Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство	+	+	+	+	+	-	+
2	Дозирование ингибитора через трубку ниже ПЭД	-	+	-	-	+	+	+
3	Совмещение методов 1 и 2	+	+	+	+	+	+	+
4	Катодная защита	+	-	+	+	-	+	+
5	Трубы из коррозионностойкого материала	-	+	+	-	-	-	-

6	Трубы с изолирующим покрытием	-	+	+	-	-	-	-
7	Коррозионностойкое исполнение погружного оборудования	-	-	-	-	-	+	+
8	Погружной кабель в коррозионностойком исполнении	-	-	-	+	-	-	-

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

$$\mathcal{E}_{\text{эо}} = \mathcal{E}_{\text{нкт}} + \mathcal{E}_{\text{нас}} + \mathcal{E}_{\text{пэд}} + \mathcal{E}_{\text{каб}} = 862812 + 19874833 + 3515582 = 24253227, \quad (22)$$

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

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

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{нкт}}(\text{нас, пэд, каб}) = 365 \cdot \left( \frac{G_6 \cdot C_{\text{чч}}(\text{гно, каб})}{\text{МРПб}} - \frac{G_3 \cdot C_{\text{кст}}(\text{нктп, кгно, ккс})}{\text{МРПдпз}} \right) =$$

$$365 \cdot \left( \frac{20 \cdot (84000 + 3376098 + 340000)}{275} - \frac{(12 \cdot (5500000 + 395000 + 128320))}{314} \right) = 24253227$$

(23)

где:  $G_6$  – процент выбраковки базового оборудования;  $G_3$  – процент выбраковки защищаемого оборудования;  $C_{чт}$ (гно, каб) – стоимость черной НКТ (УЭЦН+ПЭД в обычном исполнении, кабель в обычном исполнении);  $C_{кст}$ (нкстп, кгно, ккс) – стоимость коррозионно-стойкой НКТ (НКТ с покрытием, коррозионно-стойкое исполнение УЭЦН+ПЭД, коррозионностойкое исполнение кабеля); МРПдпз – межремонтный период, достигнутый в период защиты; МРПб – межремонтный период в базовом периоде.

### 3.5.9. Расчет затрат на реализацию технологии защиты от коррозии

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

$$Z_{общ} = Z_{тех} + Z_{инг} = 5621320 + 5845110 = 11466430 \quad (24)$$

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

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

$$Z_{инг} = 365 \cdot Q_{ж} \cdot p \cdot C_{инг} \cdot 10^{-6} = 365 \cdot 314 \cdot 255 \cdot 200000 \cdot 10^{-6} = 5845110, \quad (25)$$

где:  $Q_{ж}$  – дебит по жидкости,  $m^3$ ;  $p$  – дозировка ингибитора коррозии,  $г/м^3$ ;  $C_{инг}$  – стоимость ингибитора, тыс. руб./т.

### 3.5.10. Расчет экономического эффекта

Экономический эффект  $\Delta NPV$  от применения технологии определяется разностью экономии от использования технологии и затратами на ее применение, руб.

$$\Delta NPV = Z_{общ} - Z_{общ} = 24717485 - 11466430 = 13251055 \quad (26)$$

#### Вывод:

В ходе проделанной работы был проведен сравнительный анализ обоснования конкурентоспособности и финансовой эффективности технологий по предотвращению антикоррозионных процессов

внутрискважинного оборудования. Данный анализ позволяет говорить об уникальности каждой технологии, оценить затраты и сделать вывод об рентабельности ее применения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Дикилиеву Руслану Исмаиловичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является химические реагенты и способы их подачи в скважину на нефтедобывающем производстве.
---	--

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

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны
2. Производственная безопасность	Отклонение показателей климата Превышение уровня шума Отсутствие или недостаток естественного света Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Работа в области повышенных давлений
3. Экологическая безопасность	Защита атмосферы Защита гидросферы Защита литосферы
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Защита в чрезвычайных ситуациях: При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Дикилиев Руслан Исмаилович		02.03.2020

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данном разделе отражены оптимальные нормы для обеспечения производственной безопасности сотрудника нефтяного предприятия, сохранение работоспособности сотрудника и повышение его производительности труда, а также уделено внимание охране окружающей среды.

Разработка раздела учитывала действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность производственной деятельности.

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

Предприятие и сотрудник обязаны руководствоваться нормами и законами согласно Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018).

Между предприятием и работниками составляется договор, в котором работодатель обязуется выполнять мероприятия для обеспечения безопасности сотрудников:

- Здоровые и безопасные условия труда в соответствии с Трудовым Кодексом Российской Федерации;
- обеспечивать рациональный режим отдыха и труда;
- обеспечивать их занятость;
- повышать квалификацию и заниматься профессиональным развитием;
- обеспечивать за счет средств предприятия обязательные предварительные, периодические, внеочередные медицинские осмотры работников;
- обеспечивать меры по медико-санитарному обслуживанию рабочих от несчастных случаев и от профессиональных заболеваний;

- приобретение и выдачу специальных средств индивидуальной защитной специальной одежды и обуви, других средств, прошедших обязательную сертификацию;
- бесплатно обеспечивать работников на работах с вредными и особо опасными условиями труда молоком или другими равноценными пищевыми продуктами;
- организация контроля состояния и условий охраны труда.

В тоже время работники обязаны выполнять правила поведения компании, бережно относиться к выдаваемому инвентарю, следовать прописанным инструкциям и выполнять свою деятельность согласно техническому регламенту, предусмотренному на производстве.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

#### **4.2 Производственная безопасность**

Недропользователь обязан обеспечить надлежащее техническое оборудование и создавать условия работы, соответствующие правилам охраны труда.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические.

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для разработки месторождений приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ	Нормативные документы
	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей климата	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
2. Превышение уровня шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3.Отсутствие или недостаток естественного света	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95.
4.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
5. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
6. Работа в области повышенных давлений	+	НП-044-18 Правила устройства и безопасной

		эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, для объектов использования атомной энергии
--	--	---

### **Отклонение показателей климата**

При работе оператора ДНГ в АГЗУ или с химическими реагентами возможны утечки веществ. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

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

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

– при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

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

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 12 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

#### **Превышение уровней шума**

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999). Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши.

#### **Недостаточная освещённость рабочей зоны**

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП

52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора.

### **Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека**

При работе на станции управления или АГЗУ оператор ДНГ подвержен опасности замыкания электрической цепи, которая может пройти через его тело. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом. Согласно техническому регламенту при входе в АГЗУ, станцию управления и т.д. оператор ДНГ обязан проверять наличие заземляющего устройства.

### **Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.**

При работе на нефтяном производстве всегда представляет опасность выброс вредных веществ в воздух рабочей зоны. Например, концентрация метанола согласно ГН 2.2.5.3532–18. (Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны) не должна превышать 5 мг/м<sup>3</sup>. Для предотвращения отравления, сотрудники всегда используют газоанализатор воздушной среды. Для обеспечения безопасности используют противогазы фильтрующие.

### **Работа в области повышенных давлений**

Главным источником формирования данной опасности являются сосуды, работающие в области повышенных давлений. Рассмотрим автоматическую групповую замерную установку «Спутник», рабочее давление которой составляет 4Мпа. Давление выше рабочего способно привести к чрезвычайной ситуации. Во избежание несчастного случая необходимо следить за показаниями манометров, сбрасывать давление при необходимости и совершать все операции по обслуживанию оборудования согласно техническому регламенту.

## **4.3 Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- Нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.

- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;

- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

#### **4.3.1 Защита атмосферы**

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

На месторождении реализуются мероприятия, направленные на сокращение объемов выбросов загрязняющих веществ от организованных и неорганизованных источников выбросов, сокращение токсичности выбросов, и недопущении аварийных ситуаций.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключаяющих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

#### **4.3.2 Защита гидросферы**

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

- выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

#### **4.3.3 Защита литосферы**

Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации. В зависимости от предполагаемого возможного объёма разлива нефти при порыве планируемого трубопровода чрезвычайная ситуация будет иметь категорию локального значения.

При разработке на последующей стадии подготовки проектных документов, в частности проекта Обустройства месторождения Западной Сибири (в 70 соответствии с настоящим проектным документом) выполняется технологами расчет риска аварийного разлива нефти с учётом требований «Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

В целях снижения негативного воздействия на водную среду необходимо:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- повторное (оборотное) использование воды при строительстве и освоении эксплуатационных скважин;

- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- строительство кустовых площадок с гидроизоляцией обваловки и тела кустовых площадок; обваловки, дна и стенок шламовых амбаров глинистым грунтом;
- безамбарный способ бурения эксплуатационных скважин с расширения существующей кустовой площадки № 3.
- утилизация жидких отходов бурения, после соответствующей очистки с попутными пластовыми водами на очистных сооружениях промливневых стоков, и закачкой их через нагнетательные скважины в систему ППД месторождения;
- применение антикоррозионной защиты нефтесборных трубопроводов;
- устройство водопропускных труб для перепуска поверхностных вод при строительстве автодорог на суходолах;

На стадии эксплуатации объектов нефтегазодобычи воздействие на почвенный покров происходит, в первую очередь, в результате геохимического загрязнения (в случае возможных аварий в период эксплуатации).

К химическим воздействиям на почвы относятся загрязнения разливами нефти и нефтепродуктов, буровыми растворами и сточными водами. С целью сохранения почвенно-растительного покрова реализованы следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- обдорюивание бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

#### 4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождение Западной Сибири в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через УДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 13.

Таблица 13 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. Реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. Реагента в УДХ,	- Разлив хим. Реагента в помещении УДХ;

	запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- загазованность помещения. - отравление парами хим. Реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней

работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

### **Вывод**

В ходе проделанной работы были рассмотрены и оценены вредные и опасные факторы присутствующие на нефтяном производстве, влияющие на здоровье и состояние работника. Соблюдении всех требований мер

безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве сведет риск влияния вредных и опасных факторов на жизнь человека и природу к минимуму.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из приоритетных задач в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является наработка на отказ промышленного оборудования. В условиях осложненной добычи средняя продолжительность работы оборудования в несколько раз ниже заявленного срока службы завода-производителя. Одним из влияющих факторов является коррозия оборудования.

Вопрос о разработки мер защиты от коррозионной активности внутрискважинного оборудования является немаловажным, так как борьба с коррозией – это продление срока службы оборудования, снижение эксплуатационных затрат на ремонт, улучшение экономических показателей добычи на промыслах.

Современные методы защиты металла от коррозии можно разделить на:

- применение ингибиторов;
- применение коррозионностойких материалов;
- использование защитных покрытий;
- использование протекторной защиты.

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

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

Таким образом, значительно целесообразнее производить планирование мероприятий по борьбе с возможной проблемой на стадии проектирования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Хусаинова Д.А. Обоснование технологии предупреждения образования солейотложений и коррозии оборудования в нефтяных скважинах с использованием ингибиторов комплексного действия: диссертация кандидата технических наук. Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 2019.
2. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солейотложением в погружном оборудовании / Инженерная практика: пилотный выпуск. Декабрь, 2009. — С. 12—15.
3. Фрейдлин М.О. Эксплуатация погружного нефтепромыслового оборудования в коррозионноактивной среде скважин Урманского месторождения / Инженерная практика. 2010. - №6. – С. 10-15.
4. Пушкарев А.Н. Преимущества использования НКТ с высокогерметичными соединениями в коррозионной среде / Инженерная практика. – 2010. - №6. – С. 51-57.
5. Даминов А.А. Коррозионные поражения подземного оборудования добывающих скважин на месторождении Западно-Сибирского региона. Исследование причин коррозии, разработка и применение мероприятий по снижению коррозионного воздействия / Инженерная практика. – 2010. - №6. – С. 97-110.
6. Якимов С.Б. Виды коррозии корпусов ПЭД и ЭЦЕН на месторождениях ТНК-ВР / Инженерная практика. – 2010. - №6. – С. 36-40.
7. Шайдаков В.В. Капиллярные системы для предотвращения солейотложения в нефтедобыче / Инженерная практика. - 2009. - №1. - С. 98-101.
8. Лялин С.В., Эволюция применения твердых ингибиторов – «умные» ПСК «Трил»// Инженерная практика. – Москва, 2017. - №7.
9. Воловоденко А.В., Софронов А.В., Жуков А.Ю., Асмаев О.С. Опыт применения капсулированного ингибитора коррозии Scimol WSC в скважинах Когалымского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №5. С. 87-89.

10. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 г. №197 – ФЗ (ред. от 02.08.2019) // Собрание законодательства РФ, 2002. – N 1 (ч. 1). – Ст. 3.
11. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
12. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1).
13. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.
14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификаци
15. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
16. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.