

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Совершенствование методов предупреждения коррозии в системе сбора и подготовки нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276:620.197(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
...	
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен применять естественнонаучные и общеинженерные знания, методы математического анализа и моделирования в инженерной деятельности, связанной с проектированием и конструированием, технологиями производства оптоэлектроники, оптических и оптико-электронных приборов и комплексов
ОПК(У)-2	Способен осуществлять профессиональную деятельность с учетом экономических, экологических, интеллектуально правовых, социальных и других ограничений на всех этапах жизненного цикла технических объектов и процессов
...	
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность к формированию технических требований и заданий на проектирование и конструирование оптических и оптико-электронных приборов, комплексов и их составных частей
ПК(У)-2	Способность к математическому моделированию процессов и объектов оптоэлектроники и их исследованию на базе профессиональных пакетов автоматизированного проектирования и самостоятельно разработанных программных продуктов
...	

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович

Тема работы:

Совершенствование методов предупреждения коррозии в системе сбора и подготовки нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	От 20.04.2021 г., №110-32/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей. Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири. Совершенствование методов предупреждения коррозии в системе сбора и подготовки нефти на х нефтегазоконденсатном месторождении.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.04.21 г.
---	-------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.21 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович		22.04.21 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение нефтегазовое дело
 Период выполнения весенний семестр 2021 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.04.2021	Анализ коррозионных процессов	15
12.05.2021	Методы борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа	25
18.05.2021	Совершенствование методов предупреждения коррозии в системе сбора и подготовки нефти на X НГКМ	25
25.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
31.05.2021	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.06.2021 г.

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП**

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 2 500 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 60 000 руб</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент – 1,5 Надбавка за вахтовый метод работы - 16%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 31%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта; Анализ конкурентных технических решений;</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка плана реализации проекта Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Совершенствование методов предупреждения коррозии в системе сбора и подготовки нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является система сбора и подготовки нефти Казанского месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные производственные факторы: – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность воздуха. Опасные производственные факторы: – Пожарная безопасность – Электробезопасность.
3. Экологическая безопасность:	Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения: пожары, взрывы, разливы ядовитых веществ.

--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В1	Кутковский Александр Вячеславович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 95 страниц, в том числе 31 рисунок, 17 таблиц. Список литературы включает 32 источника.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, коррозия, коррозионная агрессивность, скважина, трубопровод, защита, ингибитор.

Целью данной работы является анализ эффективности мер предупреждения и борьбы с коррозионной агрессивностью при сборе и подготовке нефти и газа Казанского месторождения.

Объектом исследования является коррозия и причины его возникновения, а также способы его предупреждения и борьбы с ней.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике, сравнительный анализ.

В процессе исследования проводился: анализ факторов, влияющие на скорость коррозии, анализ видов коррозии и методов борьбы с ней.

В результате работы предложен способ защиты от коррозии трубопроводов, при использовании которого внешний источник тока не требуется, два металла работают в паре, между ними возникает электрический ток из-за разности потенциалов, рассмотрены разработки новых зарубежных ингибиторов, предложена электрохимзащита стальных резервуаров. Защита днищ и нижних поясов резервуаров электрохимическим методом в комплексе с защитными покрытиями может осуществляться с применением катодных станций либо протекторов, получен экспериментальный реагент-деэмульгатор комплексного действия и изучены его основные характеристики, у которого защитный эффект достигает до 86% при концентрации деэмульгатора 2%.

Abstract

Final qualifying work 95 pages, including 31 figures, 17 tables. The list of references includes 32 sources.

Key words: oil, gas, field, corrosion, corrosiveness, well, pipeline, protection, inhibitor.

The purpose of this work is to analyze the effectiveness of measures to prevent and combat corrosive aggressiveness in the collection and treatment of oil and gas from the Kazan field.

The object of research is corrosion and the causes of its occurrence, as well as methods of its prevention and control.

Research methods: theoretical analysis, study of scientific materials, periodicals, regulatory documents on the subject, comparative analysis.

In the course of the study, the following was carried out analysis of factors affecting the rate of corrosion, analysis of types of corrosion and methods of fighting it.

As a result of the work, a method of protection against corrosion of pipelines is proposed, when using which an external source of current is not required, two metals work in pairs, an electric current arises between them due to a potential difference, the development of new foreign inhibitors is considered, electrochemical protection of steel tanks is proposed Protection of bottoms and lower of belts of reservoirs by the electrochemical method in combination with protective coatings can be carried out using cathode stations or protectors, an experimental reagent-demulsifier of complex action has been obtained and its main characteristics have been studied, in which the protective effect reaches up to 88% at a concentration of 4% demulsifier.

Обозначения, определения и сокращения

АГЗУ - автоматизированная групповая замерная установка

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

ВНО - внутрискважинное оборудование

ГДИ - гидродинамические исследования скважин

НКТ - насосно-компрессорная труба

ПЗП - призабойная зона пласта

ППД - поддержание пластового давления

ДНС - дожимная насосная станция

ГСС - газосборная сеть

УПСВ - установки предварительного сброса воды

СШНУ- скважинная штанговая насосная установка

СШНУ- установка электроцентробежного насоса

СШНУ- установка электроцентробежного насоса

ТССН - трупопроводы системы сбора нефти

СВБ - сульфатвосстанавливающие бактерии

ЭХЗ - электрохимзащита

ПАВ – поверхностно-активные вещества

НПАВ - Неионогенные поверхностно-активные вещества

НГКМ - Нефтегазоконденсатное месторождение

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	14
1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ И СПОСОБОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ В СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОДОВ	16
1.1 Проблемы эксплуатации трубопроводов в системе сбора	16
1.2 Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей	18
1.3 Метод оценки скорости коррозии трубопроводов систем сбора нефти и газа	24
1.4 Виды коррозионных разрушений трубопроводов	26
1.5 Методы снижения коррозии металла в системе сбора, подготовки нефти	28
1.5.1 Химическая защита трубопроводов от коррозии	30
1.5.2 Внутренняя футеровка трубопроводов антикоррозионными материалами	31
1.5.3 Катодная защита трубопроводов и оборудования от коррозии	33
1.6 Совмещение процессов борьбы деэмульсации с коррозией	36
1.7 Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири	37
2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОРРОЗИИ В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	39
2.1 Объект исследования	39
2.2 Модернизация технических средств защиты трубопроводов от внутренней коррозии	44
2.3 Разработка ингибиторов углекислотной коррозии для защиты газопроводов	48
2.4 Электрохимзащита стальных резервуаров	52
2.5 Применение деэмульгаторов комплексного действия	61
	12

3	РАСЧЕТ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	66
3.1	Расчет скорости коррозии	66
3.2	Расчет системы протекторной защиты	68
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	72
4.1	Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	72
4.3	Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции	75
4.4	Расчет экономического эффекта от применения комплексного состава для защиты от коррозии и деэмульсации нефти	77
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	79
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
5.2	Производственная безопасность	81
5.3	Экологическая безопасность	85
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	92

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время большинство нефтяных месторождений в Российской Федерации находятся на поздних стадиях разработки, и это связано с добычей нефти в условиях высокой обводненности.

Трубопроводы природного газа и нефти работают под землей в определенных коррозионных условиях, поэтому необходимо использовать пассивные и активные системы защиты.

Сегодня около 42% всех аварий на газопроводах и нефтепроводах России вызваны коррозией. Поэтому от эффективности защиты от коррозии во многом зависит надежность трубопровода. Выбирают тип защиты исходя из технических и экономических соображений.

Основная цель ВКР – рассмотреть методы повышения срока эксплуатации трубопроводов в системе сбора и подготовки нефти и газа на X НГКМ.

Для достижения цели решены следующие задачи:

- Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводов;
- Оценка скорости коррозии трубопроводов систем сбора нефти и газа;
- анализ применения современных технологических и технических мер для предупреждения и борьбы с коррозионной агрессивностью;
- Совершенствование методов предупреждения коррозии в системе сбора и подготовки нефти на X НГКМ;
- Расчет скорости коррозии трубопроводов на X НГКМ;
- Расчет экономической эффективности применения антикоррозионных мер;
- оценка мер по охране труда, промышленной и экологической безопасности на производстве.

Объект исследования: объектом исследования является X НГКМ.

Предмет исследования – система сбора и подготовки нефти.

Реализация и апробация работы - рассмотрены разработки новых зарубежных ингибиторов, предложена электрохимзащита стальных резервуаров

Защита днищ и нижних поясов резервуаров электрохимическим методом в комплексе с защитными покрытиями может осуществляться с применением катодных станций либо протекторов, получен экспериментальный реагент-деэмульгатор комплексного действия и изучены его основные характеристики.

1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССОВ И СПОСОБОВ БОРЬБЫ С КОРРОЗИЕЙ В СИСТЕМЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твердых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды. Металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы. Этот процесс, развивается в основном на поверхности металла. Однако не исключено, что коррозия может проникнуть и вглубь металла. Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтеперерабатывающего оборудования являются коррозионные повреждения и их эрозионно-механический износ [1].

1.1 Проблемы эксплуатации трубопроводов в системе сбора

Наиболее частыми причинами выхода нефтепромыслового трубопровода из строя могут быть несоблюдение выполняемых работ, вибрация трубопровода, импульсы давления, внутренняя и внешняя коррозия, деформация трубопровода при эксплуатации, проседание грунта и т. д.[1].

Схема сбора и подготовки нефти, газа и воды состоит из следующих основных участков (рисунок 1) [2]:

– «Трубопроводного потока от устьев скважин до ГЗУ, в которой трехфазная смесь (нефть, газ и вода) по отдельным трубопроводам перекачивается в узел учета продукции» [2]. Трубы подземной канализации прокладываются на глубине 0,8 - 1,0 м и работают при давлении 1 - 6 МПа;

– «от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации).

– «от ДНС до газосборной сети (ГСС), где нефтяной газ из первой ступени сепарации отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации»;

– «от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН)»;

- от ДНС до установки предварительного сброса воды (УПСВ);
- участок от УПСВ до кустовой насосной станции (КНС), по которому отделившаяся вода из УПСВ насосами подается на КНС для нагнетания в пласт;
- от УКПН до установки подготовки воды.

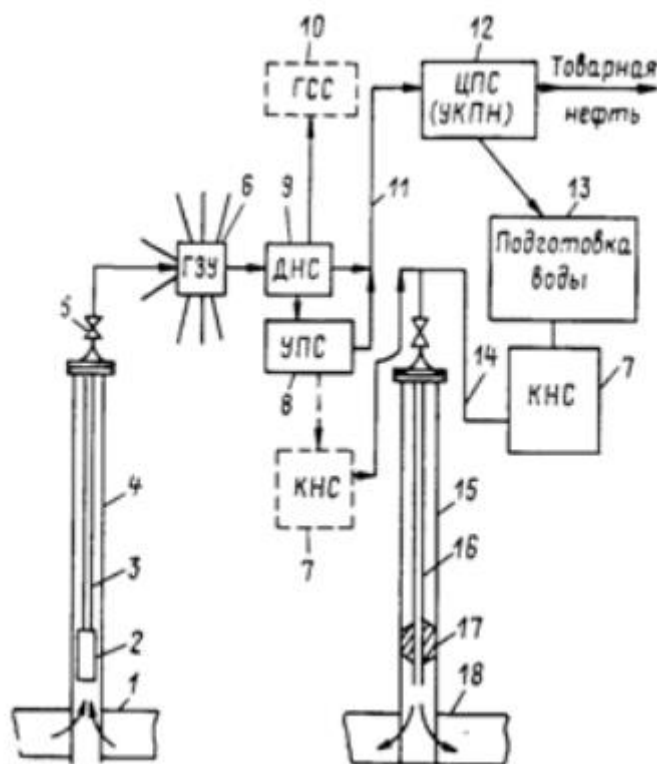


Рисунок 1.1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле

Коррозия – это разрушение металлов и некоторых других твердых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы металл – компоненты окружающей среды.

В промысловых условиях при эксплуатации скважин на месторождениях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются подземное оборудование [2]:

- эксплуатационная колонна, трубы,
- погружной электродвигатель (ПЭД),
- кабельная продукция,

а также наземное оборудование:

- задвижки,
- фонтанные арматуры и обвязки скважин,
- выкидные и нагнетательные линии,
- нефтесборный, газовый коллекторы,
- камеры сгорания и поршни силовых установок,
- на трубопроводах смонтированы УКК,
- счетчики газа и другого оборудования.

1.2 Анализ факторов, влияющих на скорость коррозии трубопроводных сталей

На рисунке 2 перечислены основные факторы, которые могут повлиять на коррозионную стойкость трубопровода. Наиболее важные из этих факторов будут рассмотрены ниже.

Коррозия нефтепроводов чаще встречается на долгосрочных месторождениях Западной Сибири. Из-за небольшой добычи нефть характеризуется повышенной обводненностью (более 80%) и низкой скоростью закачки.

В работе [3] представлена экспериментальная зависимость (формула 1), на основании которой можно оценить скорость потока. При достижении критического значения металл трубопровода может подвергнуться коррозии:

$$v_{кр} = \frac{1,22C}{\sqrt{\rho}}, \quad (1)$$

где $v_{кр}$ – критическая скорость потока, м/с;

ρ – плотность среды, кг/м³;

C – эмпирическая константа, которая принимается в зависимости от состава среды (меньшее значение для минерализованной воды, большее – для пресной).

С увеличением содержания воды в добыче нефтяных скважин, эмульсия нефти и воды будет рассортирована, и вода появится как отдельная фаза.

Образование водного слоя на металле активирует процесс коррозии, а сила коррозионного процесса зависит не только от минерализации воды, но также от наличия или отсутствия смеси таких компонентов, как сероводород, диоксид углерода, кислород, сульфид железа и др.

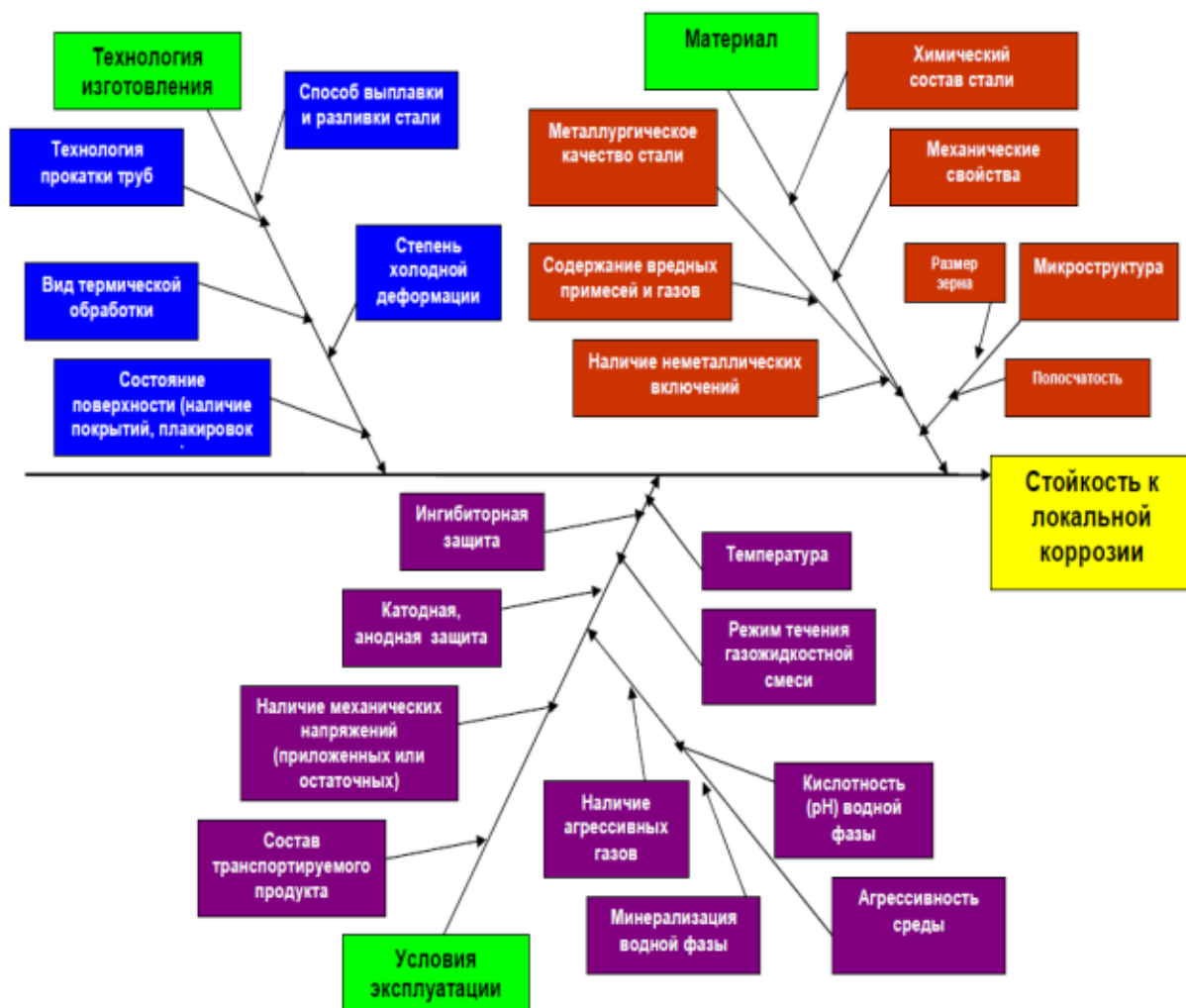


Рисунок 2 – Диаграмма влияния различных факторов на коррозионную стойкость трубопроводов

Такие высокообводненные скважины с содержанием воды в продукции более 75-80% составляют в настоящее время большую часть действующего фонда нефтяных скважин.

Сточные воды, содержащие сероводород, являются наиболее агрессивными. Увеличение обводненности способствует увеличению скорости сероводородной коррозии.

сульфида железа является катодом по отношению к стали и образует с ней электрическую пару. Это приводит к дальнейшей активации электрохимического процесса по разрушению минерала скважинного оборудования.

Немалое влияние на скорость сероводородной коррозии насосных штанг и НКТ оказывает давление среды. В сероводородсодержащих скважинах одним из видов разрушения НКТ и штанг является сульфидное растрескивание в сочетании с различными видами механического воздействия на внутрискважинное оборудование.

При эксплуатации скважин с помощью СШНУ совместное воздействие на оборудование повторно- переменных нагрузок и электрохимической коррозии вызывает коррозионно-циклическое усталостное разрушение металла оборудования [3].

По данным замера скорость коррозии в выкидных линиях скважин не превышают 0,1 мм/год, однако фактическая скорость питинговой коррозии металла в скважинном оборудовании значительно выше. Например, на отдельных скважинах, где подается ингибитор коррозии, разгерметизация по причине коррозии НКТ скважин, оборудованных УЭЦН, происходила на месторождении за 6-8 месяцев.

Если не принимать меры защиты оборудования от коррозии, то в скважинах закачки сточной воды в результате двухстороннего воздействия агрессивной среды появляются сквозные отверстия в НКТ в течение одного года и менее [4].

Характер коррозионного разрушения НКТ в нагнетательных и поглощающих скважинах показан на рис. 3.



Рисунок 3 – Коррозия НКТ в нагнетательной скважине сточной воды произошла снаружи и изнутри.



Рисунок 4 – Наружная коррозия нефтепровода под землей на месте пересечения его с воздушной линией электропередач

Одной из причин интенсивной коррозии скважинного оборудования является наличие в добываемой попутной и закачиваемой сточной воде растворенного кислорода [4].

Чтобы коррозия была незначительной требуется не превышение содержания кислорода в воде 0,025 мг/литр, а фактически на месторождениях,

где ППД производится пресной водой, содержание кислорода в десять и более раз больше.

Кислород попадает в скважинную жидкость не только при ППД, но и при технологических обработках. По данным исследования группы по борьбе с коррозией НТЦ по влиянию жидкости для удаления АСПО, состоящей из подогретой пресной воды и моющих веществ, содержание кислорода в этой жидкости составляет 4,9 мг/литр, а скорость коррозии металлических образцов достигает 0,55 мм/год. Это очень высокий уровень коррозии.

Необходимо заметить, что вышеуказанных обработок делают сотни в месяц, а коррозионно-агрессивная жидкость воздействует не только на скважинное оборудование, но и на нефтесборную систему.

Поэтому имеется необходимость снижения коррозионной активности промывочных жидкостей.

Одним из серьезных осложнений в добыче нефти является коррозия ПЭД УЭЦН. Причем выходят из строя из-за коррозии преимущественно ПЭД высокопроизводительных УЭЦН при обводненности продукции 75% и выше.

Применение погружных двигателей антикоррозионного исполнения продлевают срок службы УЭЦН, но не снимают проблему[4].

Причиной интенсивной коррозии ПЭД является сочетание высокоагрессивной среды с высокой температурой корпуса двигателя, при котором электрохимическая коррозия металла имеет максимальную величину (3-5мм/год в питингах). Характер коррозионного повреждения ПЭД показан на рисунке 5.



Рисунок 5 – Характер коррозионного повреждения корпуса погружного электродвигателя УЭЦН

Как видно из рисунка, коррозия корпуса носит очаговый и интенсивный характер в результате воздействия многих отрицательных факторов, воздействующих на металл корпуса ПЭД.

Насос же находится выше ПЭД и с наружной поверхности омывается чистой нефтью, в связи с чем корпус насоса сильной коррозии не подвергается.

Стальная конструкция влияет на коррозионную стойкость стали. К внешним факторам относятся состав газовой среды, давление, температура, высокотемпературные условия и другие факторы.

Жаропрочностью называют способность материала сохранять при высоких температурах достаточно высокие прочностные свойства. Обычно считается, что материал может работать до такой температуры, при которой кратковременная прочность составляет не менее $0,6\sigma_{sv}$ (предела прочности) при комнатной температуре.

Большинство металлов (исключая благородные) термодинамически неустойчивы на воздухе и в атмосфере других газов при обычных условиях. С повышением температуры степень термодинамической нестабильности несколько снижается, скорость реакции взаимодействия в различной степени возрастает. В отличие от электрохимической коррозии при химическом

взаимодействии металла с газовой средой продукты коррозии образуются непосредственно в зоне реакции.

Процессы газовой коррозии - это многоступенчатые гетерогенные процессы, которые протекают на границе раздела металл-газ.

Пленки на металле, возникающие во время коррозии, то есть продукты реакции металла и окислительной среды, могут предотвратить или замедлить процесс коррозии [4].

1.3 Метод оценки скорости коррозии трубопроводов систем сбора нефти и газа

В этом разделе описывается, как данные химического состава воды из трубопровода ТССН могут быть использованы для первой приблизительной оценки, чтобы предсказать природу и скорость эрозии CO₂. Внутренняя коррозия отложений ТССН в Западной Сибири продолжалась по механизму CO₂ [5, 6], но наблюдались существенные различия в характере коррозии, средней скорости потери качества поверхности металла и глубине проникновения локальной коррозии. (Рис.6).

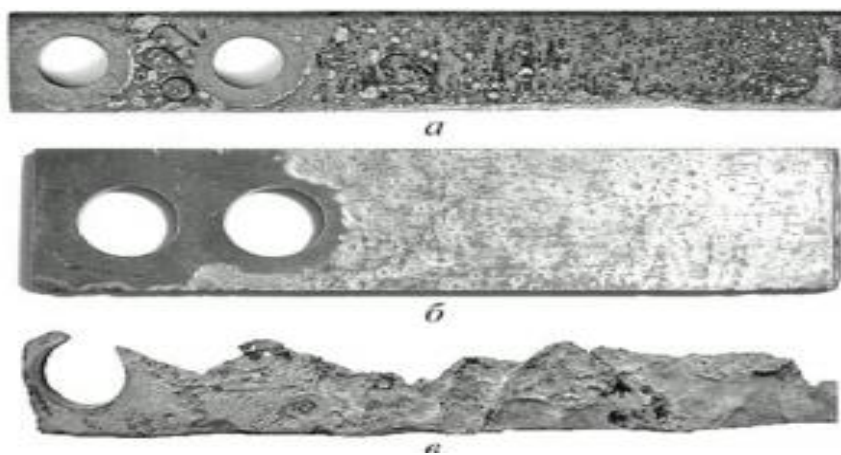


Рисунок 6 – Коррозия образцов контроля коррозии весовым методом в ТССН месторождений Западной Сибири: а – Самотлорское; б – Варьеганское; в – Северо Покурское.

Установим взаимосвязь между измеряемым свойством (в исследовательском примере измеряемой характеристикой является CO₂-коррозия, средний коэффициент потерь качества поверхности металла и глубина

проникновения локальной коррозии в ТССН). . Если химический состав воды БТС из разных отложений отличается, то можно предположить, что измеряемые свойства зависят от химического состава воды, то есть предположение является достоверным.

Для всех трех отложений концентрация SO_4^{2-} в воде не ясна: ≤ 3 мг / дм³ (предел 2). Значение рН воды, измеренное в лаборатории, отличается от значения рН воды в трубопроводе, что является результатом выброса проб воды (выбросы углекислого газа) во время транспортировки [5] и носит ознакомительный характер.

Для анализа минералов используют оптический микроскоп Eriphot 200 (рис. 7) с увеличением 200-500 раз. Используют цифровую камеру Nikon, установленную на микроскопе, подключенном к компьютеру, и базовую программу поиска Nis-Elements [7], чтобы получить изображения.



Рисунок 7 - Инвертированный металлургический микроскоп NIKON Eriphot 200

Характеристики микроскопа:

- увеличение 15–1000 крат;
- мощность лампы 100 Вт;
- цифровая CCD-камера:
5 мегапикселя, сенсор 2/3», 6 кадров/с при разрешении 2560x1920 точек.

Светлое, темное поле; поляризованный свет; дифференциально-интерференционный контраст (призма Номарского).

Назначение — наблюдение и съемка макро- и микроструктуры сплавов в светлом, темном поле, поляризованном свете и дифференциально-интерференционном контрасте.

1.4 Виды коррозионных разрушений трубопроводов

Процесс коррозии начинается с поверхности металла и проникает внутрь материала. В результате происходят изменения минерала: на его поверхности происходят химические процессы, образующие углубления (пятна, свищи, язвы), которые заполнены продуктами коррозии, в основном Fe_2O_3 . На рис. 8 представлена классификация по характеру коррозионного повреждения металла.



Рисунок 8 – Характер коррозионных разрушений

Выделяют следующие виды коррозии:

- сплошную - это окисление металла по всей поверхности конструкции, находящейся под воздействием агрессивной среды;

- местную - это окисление металла на определенных участках поверхности конструкции[8].

Все виды эрозионных процессов можно разделить на две основные группы по месту расположения:

- коррозия внутренней поверхности резервуаров, оборудования и трубопроводов от контакта с рабочей насосной средой.

По мере развития местной эрозии она иногда переходит от одного вида к другому. Например, эрозионная точечная коррозия может быть начальной стадией развития точечной или межкристаллитной эрозии или некоторых коррозионных повреждений в процессе эрозионного напряжения или процесса коррозии под напряжением [9, 10].

Статистическое исследование, проведенное Dupont, показано на рис. 9, а типы коррозии были разделены следующим образом.



Рисунок 9 – Статистика видов коррозии

Эти статистические данные четко определяют важность определенных типов процессов коррозии. Однако на практике во многих случаях коррозионное разрушение имеет черты, характерные для двух и более типов коррозии.

1.5 Методы снижения коррозии металла в системе сбора, подготовки нефти

В установках для подготовки нефти используют оборудование различного назначения: теплообменники, насосы, дегидраторы, резервуары и др. Среди них наиболее металлоемкие и весьма ответственные резервуары, предназначенные для предварительного отстоя обводненной нефти, сбора и отстоя сточной воды, сбора и хранения товарной нефти и нефтепродуктов. Исходя из условий эксплуатации резервуаров, к конструкционному материалу предъявляют сложный комплекс требований: он должен обладать высокой прочностью при достаточно высокой пластичности и вязкости, минимальной склонностью к хрупкому разрушению, хладноломкости и старению, низкой чувствительностью к надрезам, хорошей свариваемостью, высокой коррозионной стойкостью к воздействию атмосферы, грунтовых вод, хранимых нефти и нефтепродуктов. Основным конструкционным материалом для изготовления резервуаров сталь различных марок. В последние годы получают все большее распространение алюминиевые сплавы для изготовления отдельных узлов резервуаров крыш и верхних поясов вертикальных цилиндрических резервуаров.

При увеличении обводненности в добывающих скважинах на металле образуется водный слой, что приводит к активизации процесса коррозии (рис. 10), интенсивность которого зависит не только от солености воды, но также от наличия смеси компонентов, таких как сероводород, диоксид углерода, кислород и сульфид железа и т. д.

Такая высокообводненная продукция скважин с содержанием воды 75-80% и выше является причиной более 65% порывов в нефтесборной сети.

Защита от коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождениях должна организоваться по всей технологической цепочке - начиная от забоя добывающей скважины включая выкидные линии, ГЗУ, нефтесборную систему, ДНС, напорные трубопроводы, УПН, КНС, нагнетательные трубопроводы и кончая забоем нагнетательной скважины[11].



Рисунок 10 – Характер питтинговой коррозии нефтесборного трубопровода

При высокой обводненности продукции скважин необходима ингибиторная и бактерицидная защита оборудования от коррозии, контроль скорости коррозии, контроль концентрации сероводорода, кислорода, и других агрессивных веществ.

На большинстве предприятий по добыче нефти мониторинг коррозии трубопроводов и оборудования практически ведется только в рамках работы с механизированным фондом скважин, а целевая работа по определению скорости коррозии, по определению динамики агрессивности добываемой жидкости, влияния ОПЗ и технологических обработок на интенсивность коррозионных процессов в скважине и системе сбора не ведется.

Следует заметить также, что оборудование установок подготовки нефти (УПН) тоже редко охватывается мониторингом, хотя технологическая система УПН периодически подвергается бактерицидной обработке.

На УПН требуется контроль качества антикоррозионного покрытия РВС, определение срока эффективной службы покрытия, определение скорости коррозии в разных точках технологической цепочки и интенсивности развития сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), динамика изменения концентрации сероводорода и др.

Такие пробелы мониторинга коррозии в технологической цепочке добыча - нефтесбор - подготовка нефти и воды - закачка воды в пласт значительно

ухудшают качество и эффективность борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, не способствуют снижению порывов трубопроводов и охране окружающей среды.

Поэтому в предприятиях рекомендуется создавать специальные службы по борьбе с коррозией. Надо подчеркнуть особо: если на промысле существует значительная постоянная технологическая проблема – надо создавать постоянное структурное подразделение (отдел, служба, лаборатория, группа итд) по по борьбе и нейтрализации негативного влияния осложняющих факторов. Решение путем привлечения разовых услуг специализированных организаций к успеху не приводит[12].

1.5.1 Химическая защита трубопроводов от коррозии

В настоящее время основным методом защиты от коррозии в нефтедобывающих предприятиях является химический метод защиты.

В рамках химических методов применяются:

- Закачка ингибиторов коррозии - бактерицидов дозировочными насосами в начале трубопровода (или в затруб скважины) из расчета 25-35 г на один м³ добываемой воды.

- заливка ингибиторов коррозии - бактерицидов в затруб скважины через метанольницы через 7-15 дней. Данная технология защищает также выкидные линии и нефтесборные трубопроводы.

- закачка растворов ингибиторов коррозии - бактерицидов агрегатами в начале трубопровода (или в затруб скважины) через регламентированный период передвижными насосными агрегатами.

Кроме того, производятся бактерицидные обработки системы нагнетания ППД ударными дозами (10-20 кратные нормы дозировки) с помощью насосных агрегатов.

В большинстве случаев в систему ППД подается с помощью блоков реагента БР-25 в постоянном режиме ингибитор-бактерицид с дозировкой 25-35 г/м³.

При ПРС в жидкость глушения добавляются поглотители сероводорода типа Сонцид 8102, СНПХ-1100(Дисульфан) и другие химреагенты. Это снижает коррозию не только в скважине, но и снижает агрессивность жидкости в нефтесборной системе

В порядке совершенствования технологии защиты скважинного оборудования от коррозии можно предложить следующее[13].

- Подачу деэмульсатора в трубопровод или в затруби скважины при содержании воды в продукции скважин 50% и более производить только вместе с совместимыми ингибиторами коррозии.

- Подачу ингибиторов парафиноотложений в затруби скважины можно совместить с подачей ингибитора коррозии при их хорошей совместимости на основе лабораторных опытов. Совместная подача этих реагентов рекомендуется при обводненности продукции более 55%. Результат - экономия дозаторов и синергетический эффект этих реагентов.

- Подавляющее большинство ингибиторов солеотложений являются коррозионно- агрессивными жидкостями. Поэтому обработку против солеотложений необходимо производить с обязательным добавлением в ингибитор солеотложений оптимального количества совместимого ингибитора коррозии.

- При технологических обработках против АСПО (термохимические обработки - ТХО) жидкостями на водной основе требуется обязательное добавление ингибитора коррозии необходимой дозировки [13].

1.5.2 Внутренняя футеровка трубопроводов антикоррозионными материалами

Такой метод борьбы с коррозией наиболее эффективен при эксплуатации нефтепроводов с высокообводненной продукцией и водоводов при закачке сточных вод в систему ППД. Впервые внутреннюю футеровку трубопроводов для закачки сточных вод полиэтиленовым «чулками» начали применять в

Татарстане еще в конце 70-х годов двадцатого столетия. В дальнейшем эта технология закрепилась и совершенствовалась.

На рисунке 12 показан технологический процесс монтажа трубопроводов в условиях Западной Сибири.



Рисунок 12 – Стыковка футерованных трубопроводов методом обжима в полевых условиях

Также были внедрены полиуретановые покрытия и эпоксидные покрытия на основе материалов с высокой вязкостью (рисунка 13) [14].

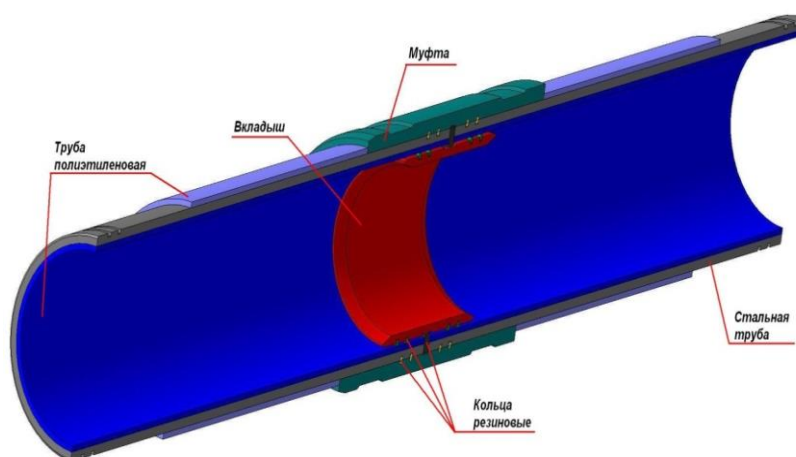


Рисунок 13 – Неразъемное муфтовое соединение в разрезе

Внутреннее антикоррозионное покрытие трубопроводов может выполняться различными материалами.

Кроме полиэтилена специальных марок широко применяются различные эмали и эпоксидные смолы, адаптированные к условиям эксплуатации трубопроводов. На рисунке 13 показаны катушки труб, покрытых снаружи полиэтиленом, внутри эпоксидной смолой. Эпоксидная смола, эмаль не только предохраняют трубу от коррозии, но и снижают гидравлические потери при перекачке жидкости, снижают интенсивность осадкообразования.

К недостаткам этих покрытий относится низкая термоустойчивость, особенно, полиэтилена. При нагреве до 90-100 градусов и в последующем остывании полиэтиленовое покрытие дает усадку, т.е. практически выходит из строя. Большинство сортов полиэтилена дает усадку тоже при воздействии соляной кислоты. Поэтому, при эксплуатации футерованных полиэтиленом трубопроводов такие свойства являются существенным недостатком их, поскольку не рекомендуется нагрев перекачиваемой жидкости выше 80 градусов[14].

1.5.3 Катодная защита трубопроводов и оборудования от коррозии

Электрохимзащита трубопроводов (ЭХЗ) - один из эффективных методов защиты трубопроводов от коррозии и широко применяется на практике.

Поскольку этот метод имеет свою специфику, промышленные работники не всегда хорошо представляют работу ЭХЗ. В связи с этим следует более подробно описать принципы работы ЭХЗ.

Для защиты подземных трубопроводов от коррозии вдоль их пути сооружаются станции катодной защиты (СКЗ). В комплект СКЗ входят источник постоянного тока (защитная арматура), анодное заземление, точки контроля и измерения, а также соединительные провода и кабели. В зависимости от условий могут работать 0,4 защитные устройства переменного тока; 6 или 10 кВ или от независимых источников.

Из схемы подключения (рис. 14) видно, что измененный ток от источника питания «+» 1 попадает в заземляющий анод 2, затем проходит через землю в трубопровод 3, выполняет свою защитную функцию, а затем возвращается в

источник питания. 4 соединительное устройство с разъемным соединением используется для подключения 5 кабеля.

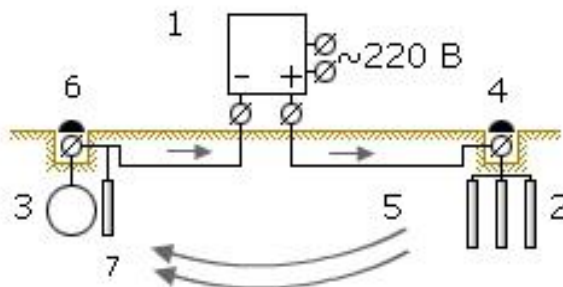


Рисунок 14 – Схема соединений катодной станции.

На рис. 15 показана самая простая и дешевая конструкция системы заземляющих электродов. Заземленный анодный стержень 1 помещается в траншею на глубину, превышающую глубину промерзания грунта.

В этом случае стержень должен иметь слой порошкообразного коксового порошка. Все электроды электрически соединены 3 контактными зажимами, тщательно изолированы от земли общим кабелем 2 и соединены с контактным устройством общим кабелем 2 для вращения анода[15].

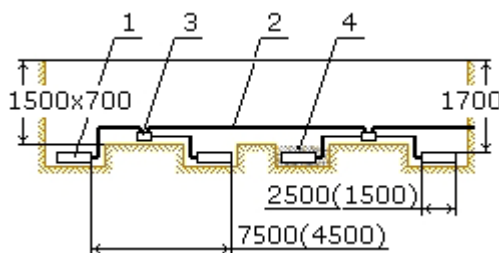


Рисунок 15 – Горизонтальный анодный заземлитель на примере графитопластовых электродов типа ЭГТ-2500 (1500).

Иногда целесообразно расположить анодное заземление вертикально, но здесь уже используются другая технология — бурение скважин (шурфов).

На рисунке 16 показан более сложный заземляющий электрод - глубокий электрод, сделанный из тех же электродов типа ЭГТ. 6.22. Электроды с глубоким заземлением - обычно длиной менее 100 метров - используются в стесненных условиях или по ряду других причин.

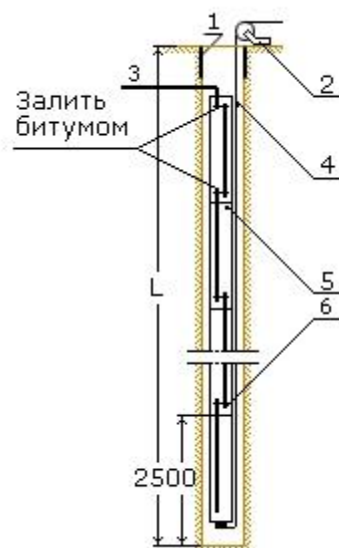


Рисунок 16 – Глубинное анодное заземление из электродов типа ЭГТ-2500.

Для устройства анодных заземлений в скальных и высокоомных (глубоко промерзающих, засушливых и пустынных) грунтах, а также в речной и морской среде хорошо зарекомендовали себя протяженные электроды из электропроводных эластомеров серии ЭР. Такие электроды могут укладываться как горизонтально рядом с трубопроводом, так и вертикально в качестве глубинных анодных заземлителей. Кроме того, электроды серии ЭР могут использоваться для защиты технологических резервуаров не только наружных, но и внутренних поверхностей.

На практике в промышленных условиях катодная защита применяется только для защиты основных трубопроводов - напорных и магистральных нефтепроводов, про водоводов большой длины и протяженных разводящих водоводов системы нагнетания.

На участке газопровода, где проектируют устройство защиты, вначале подключают одну протекторную установку, измеряют потенциал труба — земля газопровода (шагом 5—20 м) и строят графики естественного потенциала $i_{\text{егт}} 1$ и общего потенциала $i_{\text{общ}}$ с подключенной протекторной установкой 2

1.6 Совмещение процессов борьбы деэмульсации с коррозией

Ингибитор коррозии, вводимый в нефть в составе деэмульгатора, автоматически нейтрализует коррозионное воздействие пластовой воды на стенки технологического оборудования на всем пути добычи скважины до тех пор, пока вода не будет закачана в продуктивный пласт или абсорбционный слой.

Все эти процессы являются органически совместимыми, так как для их эффективного осуществления и протекания практически во всем температурном диапазоне требуется движение потока в четко заметном турбулентном режиме, что практически происходит как в присутствии, так и без газовой фазы. Таким образом, один технологический процесс - введение деэмульгирующего реагента с ингибитором коррозии в полевые системы сбора - решает проблему деэмульгирования нефти, депарафинизации оборудования и защиты его от коррозии.

В современной промышленности выпускают реагенты на основе алкилбензолсульфоната кальция и алканов сульфоната натрия.

Наибольшую популярность получила теория взаимодействия, созданная академиком Б. Репиндер [15].

Критерий эффективности деэмульгирования является обеспечение максимального отделения попутной воды за определенный период времени с минимальным расходом реагента [16].

ПАВ в растворах делятся на основные группы: анионные, катионные и неионные. Анионные и катионные поверхностно-активные вещества разлагаются на ионы в водных растворах, в отличие от неионных растворов.

Реагенты деэмульгатора, используемые в нефтяной промышленности, делятся на ионные и неионные.

Ионные деэмульгаторы подразделяются на анионные и катионные.

Ионы конденсируются на поверхности капли воды, удаляя защитную оболочку, создавая еще одну более слабую оболочку с противоположным первоначальным зарядом [17].

Современные реагенты и деэмульгаторы разрабатываются для подготовки нефти с повышенной вязкостью, как правило, путем создания новых композиционных составов для эмульгирования.

Использование деэмульгаторов показывает, что использование составных формул в несколько раз эффективнее, чем использование соединения в чистом виде.

1.7 Оценка методов борьбы с коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений Западной Сибири

Учитывая коррозионную агрессивность добываемой продукции и вынос из скважин породы пласта, который в условиях недостаточной скорости транспорта продукции откладывается на нижней образующей трубопровод (приводящий в последствии к развитию «ручейковой» коррозии), при выборе типоразмера трубы необходимо учесть необходимость обеспечения скорости течения транспортируемой жидкости, при котором осуществляется вынос воды и механических примесей из застойных зон (обеспечение турбулентного движения) [18].

С целью обеспечения защиты нефтепромыслового оборудования от коррозионного разрушения проектом необходимо рассмотреть оборудования для выполнения работ, по ингибиторной защите нефтепромыслового оборудования, включающие в себя блоки дозирования химреагентов и оборудование мониторинга коррозионных процессов.

Блоки дозирования ингибиторов коррозии, удовлетворяющие условиям применения и требованиям эксплуатирующей организации, выпускают заводы в РВ (например, ОАО «ОЗНА» г. Октябрьский типа БДР-2,5 и БДР-10 и ОАО «Нефтемаш» г. Тюмень типа УДХ или их аналоги).

Средства мониторинга коррозионных процессов представляют собой первичные датчики, предназначенные для замеров скоростей коррозии и отбора проб жидкости непосредственно из трубопроводов. Исходя из опыта применения на месторождениях Западной Сибири, к применению можно Рекомендовать узлы контроля производство ГУП «ИПТЕР» г. Уфа, «Cormon» Великобритания или ЗАО ПКФ «ПромХимСфера».

Выбор мест установки средств мониторинга на трубопроводе необходимо согласовывать с эксплуатирующей организацией в процессе строительства объектов. Место установки узлов контроля скоростей коррозии необходимо обустроить площадкой для обслуживания и проведения замеров, а также при необходимости гидроизолированными колодцами.

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

Информация, получаемая с системы коррозионного мониторинга по коррозионной агрессивности рабочих сред и остаточному содержанию ингибиторов коррозии, позволяет оценить текущее коррозионное состояние трубопроводного фонда, тенденции изменения агрессивности рабочих сред, а также определить эффективность проводимых противокоррозионных мероприятий и необходимость их корректировки [19].

2 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОРРОЗИИ В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Объект исследования

Распределения потенциала труба-земля и проверки эффективности работы системы электрохимической защиты на Газопроводе "X НГКМ - Северо-Останинское НГКМ" представлены на рисунке 17 и в таблице 1.

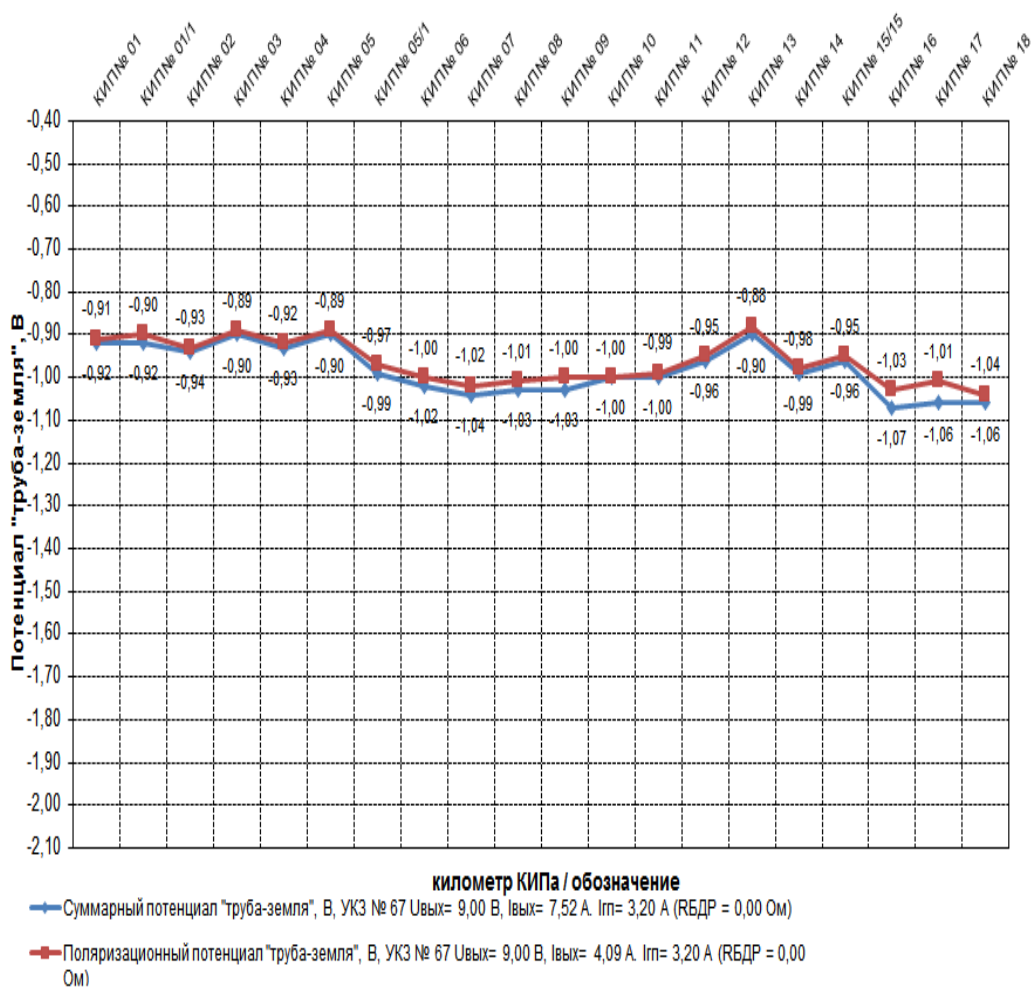


Рисунок 17 – График распределения потенциала труба-земля на Газопроводе "X НГКМ - Северо-Останинское НГКМ" ø426

Таблица 1 - проверки эффективности работы системы электрохимической защиты

№ п/п	Дата измерения	Время измерения	Место установки КИПа, км (пк)	КИП №__	Потенциал сооружения относительно земли, В						Примечание
					поляризационный			суммарный			
					максим.	миним.	средний	максим.	миним.	средний	
1	01.03.2020	8 ⁰⁰ -8 ¹⁰	км 1, ПК 0+10	КИП № 01	-0,91	-0,91	-0,91	-0,92	-0,92	-0,92	ЭИС № 22
2	01.03.2020	8 ²⁰ -8 ³⁰	км 1	КИП № 01/1	-0,90	-0,90	-0,90	-0,92	-0,92	-0,92	ЭИС № 40
3	01.03.2020	9 ⁰⁰ -9 ¹⁰	км 1, ПК 7+62,45	КИП № 02	-0,93	-0,93	-0,93	-0,94	-0,94	-0,94	Пересечение НП К5
4	01.03.2020	9 ²⁰ -9 ³⁰	км 1, ПК 7+90,28	КИП № 03	-0,89	-0,89	-0,89	-0,90	-0,90	-0,90	Пересечение НП К1
5	01.03.2020	9 ⁴⁰ -9 ⁵⁰	км 1, ПК 7+98	КИП № 04	-0,92	-0,92	-0,92	-0,93	-0,93	-0,93	Начало кожуха 65м (630x8)
6	01.03.2020	10 ⁰⁰ -10 ¹⁰	км 1, ПК 8+63	КИП № 05	-0,89	-0,89	-0,89	-0,90	-0,90	-0,90	Конец кожуха 65м (630x8), Крановый узел УЗА№2
7	01.03.2020	10 ²⁰ -10 ³⁰	км 1, ПК	КИП № 05/1	-0,97	-0,97	-0,97	-0,99	-0,99	-0,99	Пересечение с ВНД БКНС-1 - БКНС-2
8	01.03.2020	10 ⁴⁰ -10 ⁵⁰	км 1, ПК 9+25	КИП № 06	-1,00	-1,00	-1,00	-1,02	-1,02	-1,02	Крановый узел УЗА №2
9	01.03.2020	11 ⁰⁰ -11 ¹⁰	1 км, ПК 10+00	КИП № 07	-1,02	-1,02	-1,02	-1,04	-1,04	-1,04	Километровый, 1км

10	01.03.2020	11 ²⁰ -11 ³⁰	км 2, ПК 13+30	КИП № 08	-1,01	-1,01	-1,01	-1,03	-1,03	-1,03	Узел запуска СОД
11	01.03.2020	11 ⁴⁰ -11 ⁵⁰	км 2, ПК 13+70	КИП № 09	-1,00	-1,00	-1,00	-1,03	-1,03	-1,03	Узел запуска СОД
12	01.03.2020	12 ⁰⁰ -12 ¹⁰	км 2, ПК 16+50	КИП № 10	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	Пересечение НП К10
13	01.03.2020	12 ²⁰ -12 ³⁰	км 2, ПК 16+60	КИП № 11	-0,99	-0,99	-0,99	-1,00	-1,00	-1,00	Пересечение водовода ВД К10
14	01.03.2020	12 ⁴⁰ -12 ⁵⁰	км 2, ПК 17+29,8	КИП № 12	-0,95	-0,95	-0,95	-0,96	-0,96	-0,96	Начало кожуха 57м (630x8)
15	01.03.2020	14 ⁰⁰ -14 ¹⁰	км 2, ПК 17+37,32	КИП № 13	-0,88	-0,88	-0,88	-0,90	-0,90	-0,90	Пересечение с НП КНГКМ-ЛНГКМ
16	01.03.2020	14 ²⁰ -14 ³⁰	км 2, ПК 17+86,80	КИП № 14	-0,98	-0,98	-0,98	-0,99	-0,99	-0,99	Конец кожуха 57м (630x8)
17	01.03.2020	14 ⁴⁰ -14 ⁵⁰	км 2, ПК 17+91,16	КИП № 15/15	-0,95	-0,95	-0,95	-0,96	-0,96	-0,96	Пересечение с НП КНГКМ-СОИМ-ЛНГКМ. 2я нитка
18	01.03.2020	15 ⁰⁰ -15 ¹⁰	2 км, ПК 20+00	КИП № 16	-1,03	-1,03	-1,03	-1,07	-1,07	-1,07	Километровый, 2км
19	01.03.2020	15 ²⁰ -15 ³⁰	км 3, ПК 28+50	КИП № 17	-1,01	-1,01	-1,01	-1,06	-1,06	-1,06	Дренажный УКЗ № 67
20	01.03.2020	15 ⁴⁰ -15 ⁵⁰	3 км, ПК 30+00	КИП № 18	-1,04	-1,04	-1,04	-1,06	-1,06	-1,06	Километровый, 3км
21	01.03.2020	16 ⁰⁰ -16 ¹⁰	4 км, ПК 40+00	КИП № 19	-1,02	-1,02	-1,02	-1,05	-1,05	-1,05	Километровый, 4км
22	01.03.2020	16 ²⁰ -16 ³⁰	5 км, ПК 50+00	КИП № 20	-1,01	-1,01	-1,01	-1,05	-1,05	-1,05	Километровый, 5км
23	01.03.2020	16 ⁴⁰ -16 ⁵⁰	6 км, ПК 60+00	КИП № 21	-1,00	-1,00	-1,00	-1,03	-1,03	-1,03	Километровый, 6км

2 4	01.03.202 0	17 ⁰⁰ -17 ¹⁰	7 км, ПК 70+00	КИП № 22	-0,99	-0,99	-0,99	-1,02	-1,02	-1,02	Километровый, 7км
2 5	01.03.202 0	17 ²⁰ -17 ³⁰	8 км, ПК	КИП № 22/1	-0,99	-0,99	-0,99	-1,01	-1,01	-1,01	Контрольный, ПКУ 26
2 6	01.03.202 0	17 ⁴⁰ -17 ⁵⁰	9 км, ПК 90+00	КИП № 23	-1,00	-1,00	-1,00	-1,03	-1,03	-1,03	Километровый, 9км
2 7	01.03.202 0	18 ⁰⁰ -18 ¹⁰	10 км, ПК 100+00	КИП № 24	-1,00	-1,00	-1,00	-1,03	-1,03	-1,03	Километровый, 10км
2 8	01.03.202 0	18 ²⁰ -18 ³⁰	11 км, ПК 110+00	КИП № 25	-1,04	-1,04	-1,04	-1,07	-1,07	-1,07	Километровый, 11 км
2 9	01.03.202 0	18 ⁴⁰ -18 ⁵⁰	12 км, ПК 120+00	КИП № 26	-1,03	-1,03	-1,03	-1,05	-1,05	-1,05	Километровый, 12км
3 0	01.03.202 0	19 ⁰⁰ -19 ¹⁰	13 км, ПК 130+00	КИП № 27	-1,02	-1,02	-1,02	-1,05	-1,05	-1,05	Километровый, 13км
3 1	01.03.202 0	19 ²⁰ -19 ³⁰	14 км, ПК 140+00	КИП № 28	-1,00	-1,00	-1,00	-1,03	-1,03	-1,03	Километровый, 14км
3 2	01.03.202 0	19 ⁴⁰ -19 ⁵⁰	15 км, ПК 150+00	КИП № 29	-0,99	-0,99	-0,99	-1,02	-1,02	-1,02	Километровый, 15км
3 3	02.03.202 0	8 ⁰⁰ -8 ¹⁰	км 16, ПК 154+59,29	КИП № 30	-0,98	-0,98	-0,98	-1,01	-1,01	-1,01	Начало кожуха 56м (630x8)
3 4	02.03.202 0	8 ²⁰ -8 ³⁰	км 16, ПК 155+15,29	КИП № 31	-1,01	-1,01	-1,01	-1,04	-1,04	-1,04	Конец кожуха 56м (630x8)
3 5	02.03.202 0	9 ⁰⁰ -9 ¹⁰	км 16, ПК 155+00	КИП № 32	-1,02	-1,02	-1,02	-1,05	-1,05	-1,05	Крановый узел УЗА №3
3 6	02.03.202 0	9 ²⁰ -9 ³⁰	км 16, ПК 155+40	КИП № 33	-1,02	-1,02	-1,02	-1,05	-1,05	-1,05	Крановый узел УЗА №3, переход через р. Чузик
3 7	02.03.202 0	9 ⁴⁰ -9 ⁵⁰	16 км, ПК 160+00	КИП № 34	-1,01	-1,01	-1,01	-1,04	-1,04	-1,04	Переход ч/з р. Чузик,

											Километровый, 16км
3 8	02.03.202 0	$10^{00}-10^{10}$	км 17, ПК 169+51,00	КИП № 35	-1,00	-1,00	-1,00	-1,05	-1,05	-1,05	Начало кожуха 56,5м (630x8)
3 9	02.03.202 0	$10^{20}-10^{30}$	км 18, ПК 170+7,50	КИП № 36	-1,01	-1,01	-1,01	-1,06	-1,04	-1,06	Конец кожуха 56,5м (630x8)
4 0	02.03.202 0	$10^{40}-10^{50}$	км 18, ПК 170+	КИП № 36/1	-0,98	-0,98	-0,98	-1,01	-1,01	-1,01	Контрольный, ПКУ 25
4 1	02.03.202 0	$11^{00}-11^{10}$	км 18, ПК 171+20	КИП № 37	-1,01	-1,01	-1,01	-1,06	-1,04	-1,06	Километровый, крановый узел УЗАН№4
4 2	02.03.202 0	$11^{20}-11^{30}$	км 18, ПК 171+80	КИП № 38	-1,02	-1,02	-1,02	-1,05	-1,05	-1,05	УЗАН№4
4 3	02.03.202 0	$11^{40}-11^{50}$	18 км, ПК 180+00	КИП № 39	-1,02	-1,02	-1,02	-1,06	-1,05	-1,06	Километровый, 18км
4 4	02.03.202 0	$12^{00}-12^{10}$	19 км, ПК 190+00	КИП № 40	-1,04	-1,04	-1,04	-1,06	-1,06	-1,06	Километровый, 19км
4 5	02.03.202 0	$12^{20}-12^{30}$	20 км, ПК 200+00	КИП № 41	-1,03	-1,03	-1,03	-1,08	-1,06	-1,08	Километровый, 20км
4 6	02.03.202 0	$12^{40}-12^{50}$	21 км, ПК 210+00	КИП № 42	-1,03	-1,03	-1,03	-1,07	-1,06	-1,07	Километровый, 21км
4 7	02.03.202 0	$14^{00}-14^{10}$	22 км, ПК 220+00	КИП № 43	-1,01	-1,01	-1,01	-1,06	-1,03	-1,06	Километровый, 22км
4 8	02.03.202 0	$14^{20}-14^{30}$	23 км, ПК 230+00	КИП № 44	-1,00	-1,00	-1,00	-1,02	-1,02	-1,02	Километровый, 23км
4 9	02.03.202 0	$14^{40}-14^{50}$	24 км, ПК 240+00	КИП № 45	-1,00	-1,00	-1,00	-1,02	-1,02	-1,02	Километровый, 24км
5 0	02.03.202 0	$15^{00}-15^{10}$	км 25, ПК 240+20	КИП № 46	-0,98	-0,98	-0,98	-1,01	-1,01	-1,01	УЗАН№5

2.2 Модернизация технических средств защиты трубопроводов от внутренней коррозии

Сегодня Российская Федерация занимает более 350 тысяч километров трубопроводной сети. В России ежегодно регистрируется около 100 000 аварийных трубопроводов, 90% из которых связаны с коррозией [20].

Коррозия была большой проблемой на протяжении десятилетий: миллиарды долларов упущенной выгоды, ежедневные отключения электроэнергии, разливы нефти, отказы оборудования и непоправимый ущерб окружающей среде.

Причин коррозии много: в металле присутствуют механические примеси, на трубопроводе есть зоны динамического нагружения, есть коррозионная среда: сера, соль, вода и кислород, несомненно, ускоряют коррозию [21]. Как показывает практика, наиболее опасна внутренняя коррозия, так называемая «зубчатая» коррозия.

Сегодня существует множество технологий, позволяющих тем или иным способом снизить эффекты износа (демпфирование, втулки, композиты и т. Д.).

Конечно, у каждой техники есть свои достоинства и недостатки. Но главная задача - разработать способ защиты существующих трубопроводов без их удаления. Кроме того, следует использовать идеальную технологию нанесения в сочетании с существующими методами защиты от коррозии. При использовании метода защиты (рис. 18) внешний источник тока не требуется. Два металла работают парами, и из-за разницы в напряжении между ними возникает ток, и частицы металла перемещаются к катодной области в виде ионов.

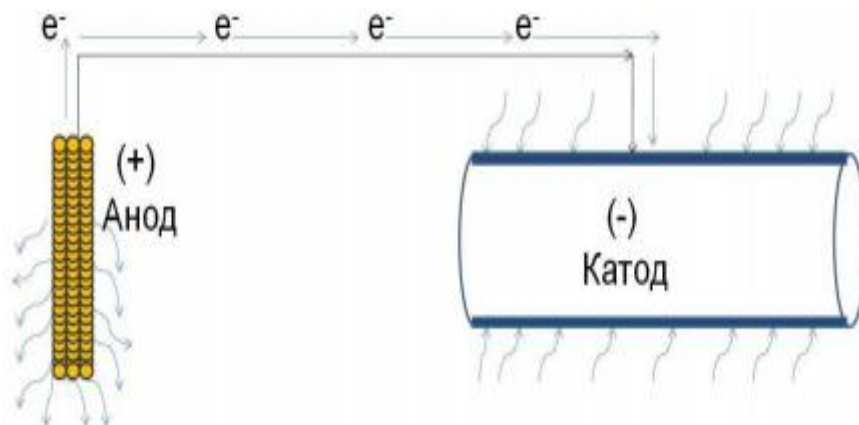


Рисунок 18 - Типовая схема защитной электрохимической защиты

Рекомендуется обновить стандартную схему электрохимической защиты, использовать транспортируемую жидкость в качестве электролита и разместить электрод непосредственно в трубопроводе, а не под землей, чтобы восстановить металл посредством реакции внутреннего окисления (рис. 19).

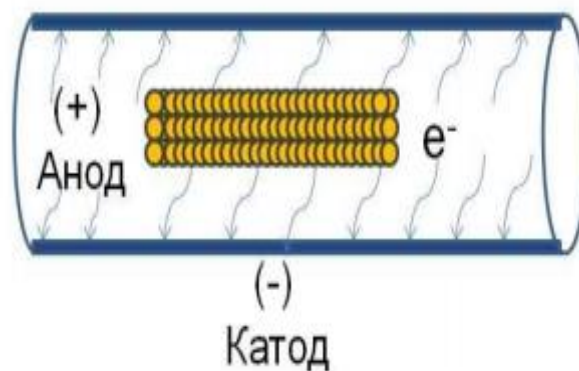


Рисунок 19 - Модернизация схемы электрохимической защиты

В дополнение к стандартной электрохимической защите оксид железа Fe_3O_4 также образуется при диссоциации анода. Оксид железа следует покрыть пленкой на внутренней стенке пленки для предотвращения дырок, дефектов и микротрещин, а также для предотвращения контакта с агрессивными средами. Для проверки теоретических свойств было разработано и установлено устройство защиты от коррозии (рис. 20, 21).

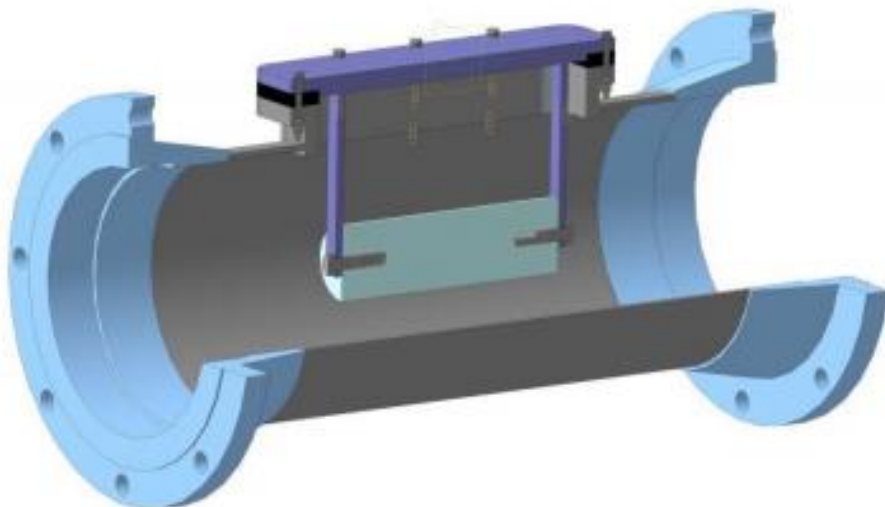


Рисунок 20- Модель антикоррозионного модуля



Рисунок 21 - Блок защиты от коррозии.

По результатам натуральных экспериментов (ППИ) на водоотводе РВС-5000 УПН «Киенгоп» получены данные, характеризующие потерю массы образца-свидетеля коррозии и характер коррозионного разрушения (таблица 2).

Таблица 2 - Результаты испытаний на установке подготовки нефти

	Дата установки - снятия ОСК	№ ОСК	Масса начальная	Масса конечная	Характер разрушения	Потеря массы	Суммарные потери массы
1 Этап фон	04.05.2016 - 19.05.2016	706	10,5651	10,4503	язвенная коррозия по всей поверхности	0,1148	0,1427
		725	10,1736	10,1457	язвенная коррозия по всей поверхности	0,0279	
2 Этап	02.06.2016 - 16.06.2016	700	10,4240	10,4204	незначительные коррозионные повреждения	0,0036	0,0093
		710	10,5671	10,5614	незначительные коррозионные повреждения	0,0057	
3 Этап	16.06.2016 - 30.06.2016	537	10,4732	10,4676	незначительные коррозионные повреждения	0,0056	0,0204
		516	10,4240	10,4092	незначительные язвы на верхней части ОСК	0,0148	
4 Этап	30.06.2016 - 14.07.2016	716	10,3742	10,3715	коррозия отсутствует	0,0027	0,0052
		669	10,285	10,2825	коррозия отсутствует	0,0025	

На рисунке 22 показан график изменения потери веса в контрольных образцах.

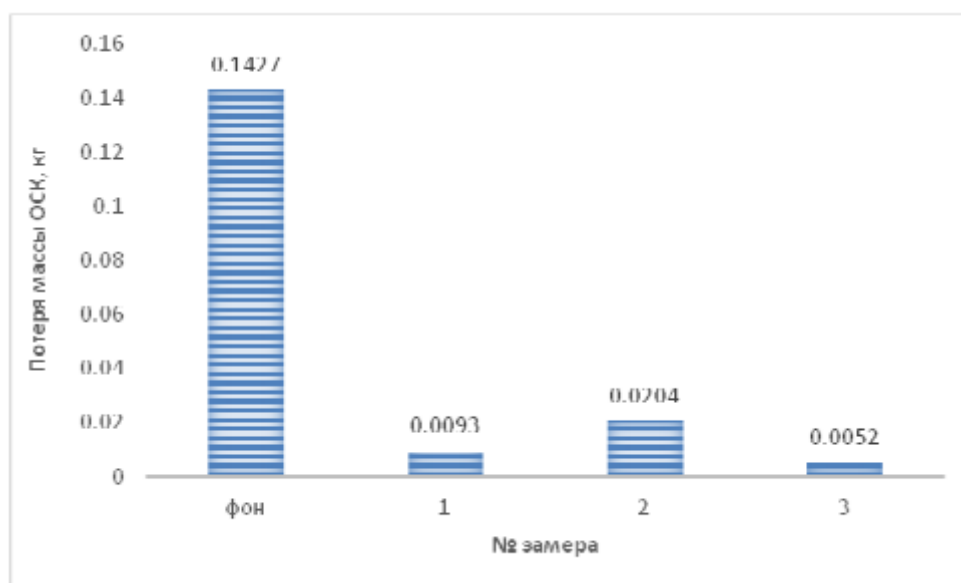


Рисунок 22 - Изменения потери веса по образцам

После проведения экспериментальных полевых испытаний установки защиты от коррозии можно сказать, что потеря веса образца коррозии уменьшилась по размеру, и предложенный способ защиты показал свою эффективность [22].

2.3 Разработка ингибиторов углекислотной коррозии для защиты газопроводов

В целях разработки эффективных детекторов защиты от коррозии на газопроводах компрессорных станций были проведены исследования с целью оценки защитных возможностей различных компонентов ингибитора коррозии. Схема представлена на рис. 23.



Рисунок 23 - Появление установок для испытания свойств коррозионной стойкости: а) Установка гравиметрических испытаний б) Установка электрохимических испытаний.

В качестве активной основы были выбраны следующие реагенты: Armohib CI-41 (Швеция) - смесь аминимидазолинов, Armohib CI 5174 (Швеция) - смесь алкилимидазолинов, Miramine DP 1247 (США) - имидазолинсодержащий кислород, Azole 330 (RF) - смесь С-алкилимидазолин, Amincor (РФ) - метилдетаноламиновый эфир, Markor 4741 (Польша) - смесь азольных соединений.

Результаты гравитационных и электрохимических испытаний этих реагентов представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты электрохимических и весовых испытаний активных основ ингибиторов коррозии

Детектор	Средняя скорость ядра-Розетка, мм в год		Защитный эффект, %
	Без повтора Гент	С детектором Том	
Метод измерения веса			
Мирамин ДП 1247	0,808	0,397	50,9
Маркор 4741	0,775	0,386	50,2
Armhib CI-41	0,821	0,339	58,7
Аминкор	0,717	0,352	50,9
Armhib CI 5174	0,830	0,450	45,8
Азул 330	0,751	0,307	59,1
Электрохимический метод			
Мирамин ДП 1247	1,217	0,164	86,5
Маркор 4741	1,08	0,198	81,7
Armhib CI-41	1,12	0,096	91,4
Аминкор	0,995	0,167	83,2
Armhib CI 5174	1,318	0,328	75,1
Азул 330	0,986	0,091	90,8

Путем испытаний на гравитацию и электрохимических испытаний можно определить, что Armohib CI-41 и Azole 330 обладают лучшими характеристиками. По результатам гравитационного испытания они показывают эффект защиты 60%, в то время как в электрохимическом испытании эффект защиты составляет 90%.% Выше. Эти реагенты выбраны в качестве активных оснований для образования многокомпонентных ингибиторов коррозии [23].

В таблице 4 показаны результаты оценки эффективности составов соединений.

В результате смешивания были получены следующие комбинации:

- Состав №1-3: компонент, содержащий азот, неионные поверхностно-активные вещества, С-1;
- Состав №4: НПВП, соединение, содержащее серу S-1;
- Состав № 5-7: азотсодержащий, неповерхностно-активный, серосодержащий компонент S-2;
- Состав №8: НПВП, соединение, содержащее серу S-2.

Таблица 4 - Гравиметрические и электрохимические испытания составов с различным содержанием неионных поверхностно-активных веществ

№ состава	Соотношение НПВА: азотсодержащее соединение	Защитный эффект с Armohib CI- 41, %	Защитный эффект с Азол 330, %
Гравиметрический метод			
1	0:1	59,1	59,6
2	1:2	64,2	60,1
3	2:3	52,2	50,9
4	1:0	26,5	26,5
5	0:1	58,9	59,3
6	1:2	61,9	58,2
7	3:2	49,8	47,2
8	1:0	24,3	24,3
Электрохимический метод			
1	0:1	94,2	91,1
2	1:2	95,8	93,1
3	3:2	94,8	91,2
4	1:0	43,8	43,8
5	0:1	92,6	90,9
6	1:2	93,4	91,6
7	3:2	84,3	81,1
8	1:0	40,2	40,2

Таблица 4 показывает, что при испытании защитных свойств составы № 4 и № 8 без азотсодержащих компонентов не показали высоких результатов, но показали синергетический и защитный эффекты в смеси с азотсодержащими соединениями.

На графике (рис. 24) показана зона, свободная от ингибитора, где скорость износа постоянна и составляет 1,1–1,25 мм в год. После введения замедлителя

схватывания по мере образования защитной пленки скорость износа постепенно снижается.

Наибольший защитный эффект наблюдается для состава № 2, содержащего ArmohibCI41 в качестве активной основы, который имеет конечную скорость 0,063 мм в год[24].

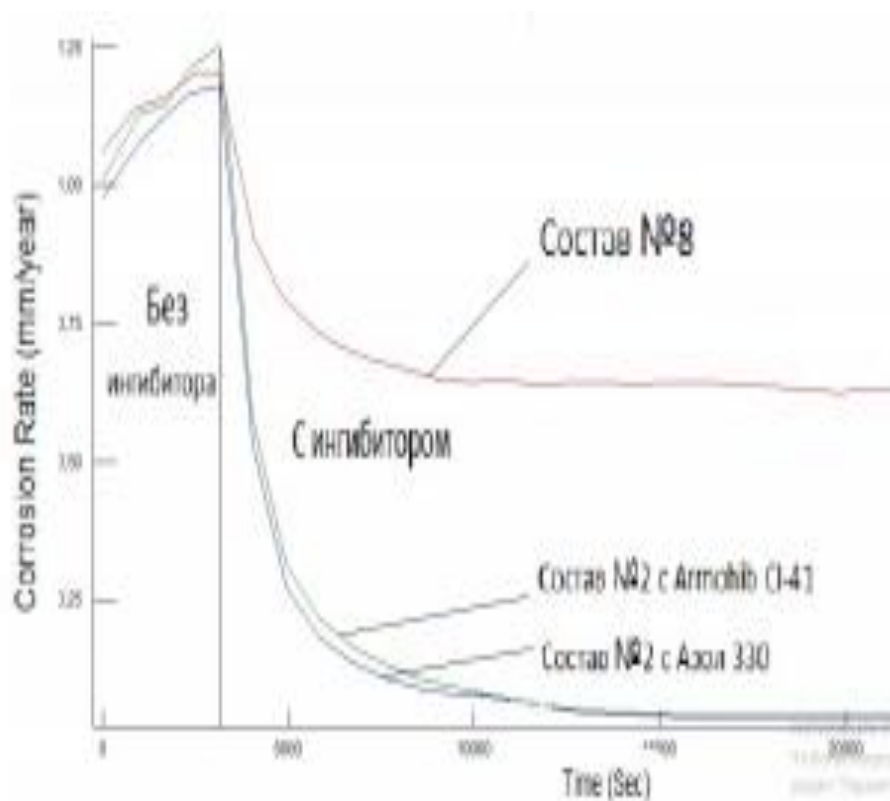


Рисунок 24 - График изменения скорости износа до и после введения ингибитора

Следовательно, по результатам электрохимического теста и весового теста определено, что оптимальная концентрация в композиции неионного поверхностно-активного вещества составляет 9% по весу, а оптимальная концентрация в смеси аминоимидазолинов составляет 21% по весу. При этом наибольшая защита наблюдалась у составов, содержащих Armohib CI-41 и серосодержащий S-1.

2.4 Электрохимзащита стальных резервуаров

Коррозии нефтяного оборудования, особенно, стальных резервуаров наряду с другими методами защиты от коррозии часто применяются методы электрохимзащиты.

Чаще всего применяется внутреннее покрытие резервуаров эпоксидными смолами в сочетании с протекторной защитой.

Международной практикой установлено, что на одну тонну добываемой или перерабатываемой нефти в сутки требуется не менее 2,4 - 3,6 м³ резервуарной емкости, необходимой для обеспечения нормальной эксплуатации промыслов, установок подготовки нефти и нефтеперерабатывающих заводов. В свою очередь каждый нефтедобывающий район имеет свою резервуарную обеспеченность, зависящую от многих факторов, в том числе чисто эксплуатационного характера.

Наиболее часто протекает днище резервуара. Днище резервуара в случае непринятия мер подвергается интенсивной коррозии внутри резервуара из-за накопления соленой воды и механических осадков. Снаружи днище резервуара подвергается тоже интенсивной почвенной коррозии, несмотря на то, что песчаная подушка под днищем пропитывается битумом.

На рисунке 25 показан один из вариантов протекторной защиты днища резервуара от почвенной коррозии.

Такая схема применяется нечасто, чаще всего ограничиваются монтажом протекторов внутри резервуара, с последующим покрытием металла резервуара защитными материалами.



- ① – Протекторная группа
- ② – Провод (катанка)
- ③ – Контрольные точки измерения потенциала
- ④ – Контур, на котором размещаются протекторные группы

Рисунок 25 - Схема протекторной защиты стальных резервуаров от грунтовой коррозии.

На рисунке 26 показана схема катодной защиты внутренней поверхности РВС без покрытия защитными материалами. Такая схема тоже применяется редко из-за сложности, дороговизны и других недостатков.

Наибольшей эффективностью, особенно с учетом природно-климатических условий Западной Сибири, Урала и Поволжья, обладают комплексные методы противокоррозионной защиты.

Для резервуаров нефтепромысловых систем (сырьевые, технологические, товарные, очистные) рекомендуется два вида комплексной защиты: электрохимическая (катодная или протекторная) + защита органическими покрытиями днища и стенок резервуаров в зоне контакта с водой по РД 39-23-1147-84 или РД 39-0147585-006-86.



- ① – Станция катодной защиты
- ② – Резервуар
- ③ – Анодный заземлитель
- ④ – Монтажный люк
- ⑤ – Узел замера потенциала
- ⑥ – Вводная коробка
- ⑦ – Анодные выводы
- ⑧ – Дренажный кабель
- ⑨ – Соединительная коробка
- ⑩ – Питающий кабель
- ⑪ – Стальной измерительный электрод

Рисунок 26 - Схема катодной защиты стального резервуара.

Поэтому во избежание большого расхода цветных металлов в протекторах и необходимости поддержания больших плотностей электрического тока, ЭХЗ без защитных покрытий не применяют. В верхней части резервуаров рекомендуется использовать ингибированные покрытия, а также технологические приемы, направленные на недопущение попадания сюда атмосферного воздуха.

Наконец уже сейчас появляются возможности на кровле резервуара состоящей из отдельных элементов и собираемой при монтаже при с помощью сварки, осуществить антикоррозионную защиту этих элементов либо на заводе металлоконструкций металлизацией и органическим покрытием, либо выполнить эти операции на месте монтажных работ (под временными навесами). Образующиеся в большом количестве щели между листами кровли и конструктивными элементами резервуара должны после сварки быть заполнены бензомасловодостойкими замазками или мастиками.

Основным принципом обеспечения надежной и длительной антикоррозионной защиты является обязательное периодическое обследование состояния покрытий с равным промежутком времени, установленными нормами профилактического осмотра и проведения текущих ремонтов системы защиты, не дожидаясь полного выхода ее из строя.

Своевременное восстановление принятой для каждого резервуара противокоррозионной защиты на один-два порядка дешевле аварийного восстановления и ремонта резервуара.

Применение защитных покрытий должно дифференцироваться в зависимости от реальной скорости коррозии металла в каждой зоне: днище, нижние пояса, верхние пояса и кровля. Покрытия должны быть достаточно стойкими к действию нефти, воды, водных растворов и минеральных солей, сероводорода и углекислого газа и сопротивляться к действию водяного пара.

Покрытия должны обладать хорошей адгезией, эластичностью, сопротивляться разрушению при циклических деформациях.

Полимерные композиции, рекомендуемые для защиты внутренней поверхности резервуаров, должны удовлетворять предъявляемым к ним требованиям и иметь следующие технологические, физико-механические и специальные свойства. В таблицах 5. 6. приведены основные свойства полимерных композиции, рекомендуемые для защиты внутренней поверхности резервуаров [25].

Таблица 5 - Физико-химические свойства покрытий

Физико-химические свойства покрытий	Единицы измерения
внешний вид по ГОСТ 9.407 - 84	1 балл
прочность при ударе по ГОСТ 4765 - 73	не менее 5 Дж
эластичность при изгибе по ГОСТ 6806 — 73	не более 10 мм
твердость на маятниковом приборе по ГОСТ 5233-89	менее 0,5 усл.ед
деформативность по методике БНИ	не менее 0,8 %

адгезия методом решетчатых надрезов по ГОСТ 15.140-78	1 балл
количество слоев	не менее 2 - 3
пористость по методике БНИ	1 балл (без пор)
толщина покрытия	не менее 300 мкм

Таблица 6 - Противокоррозионные и специальные свойства

Противокоррозионные и специальные свойства	Единицы измерения
стойкость к действию сточной воды по ГОСТ 9.403 - 80	не менее 48 ч
стойкость к действию нефти и нефтепродуктов по ГОСТ 9.403 - 80	не менее 48 ч
стойкость к действию химреагентов	не менее 48 ч
стойкость к действию повышенных температур	не менее 3 ч
стойкость к катодному отслаиванию	стойкое
срок службы покрытия	не менее 5-6 лет.

Внутреннюю поверхность резервуаров и ёмкостей изолируют одной из систем водонепростойких покрытий. Варианты защитных систем комбинированных и полимерных покрытий указаны в таблице 7. Эти системы для резервуаров следует использовать согласно коррозионным характеристикам среды, т.е по зонам агрессивного воздействия.

На практике в резервуарах сильноагрессивная среда создается не только в нижней части РВС, где накапливается отделившаяся пластовая вода, но и в верхней части резервуара с газовой воздушной средой, содержащей водяные пары, сероводород, определенное количество кислорода. При такой среде крыша резервуара быстро корродирует и теряет герметичность, создавая условия интенсивного загрязнения воздуха нефтяным газом.

В связи с этим, как правило, внутреннюю поверхность РВС покрывают антикоррозионными материалами полностью толщиной не менее 0,35мм.

Большинство приведенных в таблице 7 материалов претерпели изменения или заменены другими, но общий порядок их применения остается аналогичной [25].

Наружная поверхность РВС работает в более благоприятных условиях, поэтому для наружной покраски применяют обычную краску, хотя непосредственно крыша РВС требует усиленной изоляции от воздействия атмосферных осадков, кислорода воздуха и различных газов.

Таблица 7 - Системы водонепростойких покрытий для защиты внутренней поверхности резервуаров и технологических ёмкостей

Характеристика коррозионной агрессивности среды	Система покрытий	Ко-личество слоев	Время сушки каждого слоя	Рабочая вязкость сек.	Толщина комплексного покрытия	Примечания
1	2	3	4	5	6	7
Сильно агрессивная	шпатлевка ЭП-00-10 (ГОСТ 10277-90)	1	12	80	350	не более 15% раствора
	шпатлевка ЭП-00-10	2	24	200		не более 7% раствора
Сильно агрессивная	Инерта-Праимер (ф. teknos)	1	4	80	350	не более 7% раств
	шпатлевка ЭП- 00-10	2	24	200		
Сильно агрессивная	грунт БЭП-0261 (зел)	1	24	150	350	
	эмаль БЭП-БЮ(кор)	1	24	200		

Сильно агрессивная	Технотар-200 (чер.,кор) (ф. teknos)	3-4	4	80-100	280-230	Применяют до t° -10°С
Сильно агрессивная	Инерта-160.ф.teknos Инерта-160	1 1	12 24	150 300	350	не более 10% раствора не более 7% раствора
Сильно агрессивная	Инерта-Праимер 3 Эпирекс 150в(красн) (ф. teknos) Эпирекс 150в(зелен)	1 1 1	4 16 16	80 250 250	500	не более 7% раствора
Сильно агрессивная	Цинктермокинетическое покрытие Инерта-Праимер 3 Инерта-160	40мкм 1 1	1 24 24	300 300	470	не более 7% раствора
Средне агрессивная	шпатлевка ЭП-00-10 эмаль ЭП-5116 (гост 25366-82)	2 1	12 24	80 200	250	

Средне агрессивная	грунт БЭП- 0237 эмаль БЭП-443	1 1	16 24	150 200	250	можно наносить по старому прочносцеплённому покрытию
Средне агрессивная	цинксиликатная крас-ка ЦВЭС (ту 6200/352-23085)	5-6	1	30	200-250	
Средне агрессивная	Эпирекс 150в(красн) (ф. tekpos) Эпирекс 150в (бел.)	1 1	16 16	250 250	400-500	не более 7% раствор
Средне агрессивная	Инерта-250(красн.) Инерта-250(бел.)	1 1	24 24	300 300	250	
Слабо агрессивная	цинксиликатная крас-ка ЦВЭС	3-4	1	30	100-150	

Технологический процесс защиты внутренней поверхности резервуаров антикоррозионными покрытиями включает следующие стадии:

1. Подготовительные работы

2. Подготовка и очистка внутренней поверхности резервуара под окраску и контроль качества очищенной поверхности
3. Нанесение покрытий, их сушка и отвержение
4. Оценка качества нанесенных покрытий, составление акта приемки выполненных работ.

Технологический процесс должен обеспечить качество покрытия, удовлетворяющее требованиям к защитным покрытиям.

Перед началом антикоррозионных работ в резервуаре необходимо составить план производства работ (ППР).

План производства работ составляется с учетом требований строительных норм и правил, руководящих документов и инструкций, относящихся к проведению данного вида работ, а также единой системы защиты от коррозии и старения, стандартов безопасности труда.

Сущность протекторной защиты заключается в создании защитного потенциала на внутренней поверхности резервуара при протекании тока в гальванической паре резервуар (катод) протектор (анод). При полной защите происходит только разрушение анода. При не полной — возможно протекание коррозии на анодных участках днища, однако ее скорость снижается во много раз.

В центр протектора впрессована металлическая втулка, служащая для крепления и обеспечения контакта с днищем (рисунок 27).

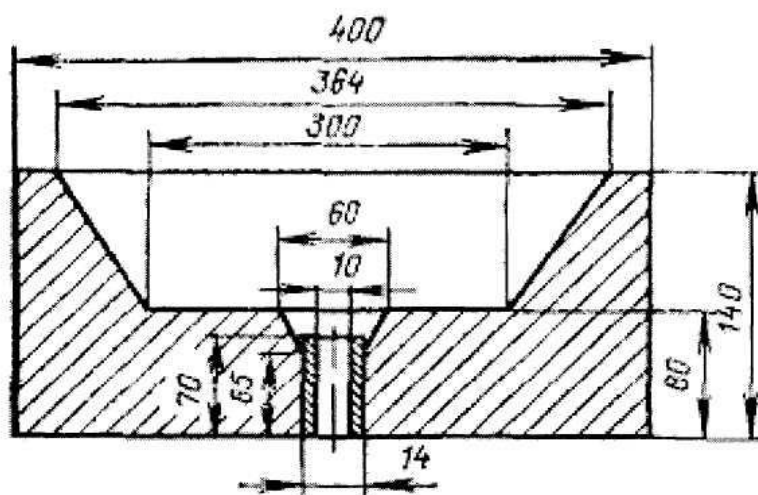


Рисунок 27 - Схема протектора ПМР – 20

Габаритные размеры протектора типа ПМР позволяют монтировать его через нижний люк-лаз. Химический состав протектора с %(мас): основные компоненты Al - 5-7; Zn - 2-3; Мп - 0.15-1.0; Mg - остальное. Примеси Si - 0.05; Fe - 0,003; Ni -0,001; Си-0,04.

2.5 Применение деэмульгаторов комплексного действия

Современные деэмульгаторы должны быть комплексными реагентами, то есть обладать деэмульгирующими и антикоррозийными свойствами, поскольку органические материалы, используемые в качестве ингибиторов коррозии, в большинстве своем представляют собой соединения, содержащие гетерогенные примеси в виде азота, серы, фосфора и кислорода [26].

Самый известный из методов оценки способности реагентов к деэмульгированию является метод бутылочной пробы(рисунок 28).



Рисунок 28 – оборудование для лабораторных испытаний деэмульгаторов

Деэмульсация проводится при 50°C в течении 2 часа . Эффективность реагентов оценивается по динамике и глубине обезвоживания, качественному состоянию межфазной границы и выделившейся воды. Результаты эксперимента представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты определения деэмульгирующей активности химреагентов и влияние их на подготовку

Деэмульгатор	Количество отстоявшейся воды (%) за определенное время						Остаточное содержание воды в нефтяной фазе, %	Стабильная эмульсия в нефтяной фазе, %
	при температуре 50 °С, обводненность - 87%							
	10 мн	20 мин	30 мин	60 мин	90 мин	120 мин		
Дозировка деэмульгатора 20 г/т								
Дисольван 4411	72	83	85	86	86	87	0.8	0.1

ДЕФАКС Б1	60	73	77	80	80	80	2	0,6
ИНТЕКС-720	62	67	78	81	82	82	1,8	0,4
Дозировка деэмульгатора 30 г/т								
Дисольван 4411	81	89	91	94	96	96	0,9	0
ДЕФАКС Б1	71	83	86	87	87	87	1,7	0,5
ИНТЕКС-720	74	84	86	87	89	89	1,6	0,4
Дозировка деэмульгатора 40 г/т								
Дисольван 4411	85	94	94	96	98	98	0,7	0
ДЕФАКС Б1	79	87	89	90	91	91	1,3	0,5
ИНТЕКС-720	81	89	91	92	92	92	1,5	0,4

По полученным данным строим графики зависимости глубины обезвоживания от времени, а также гистограммы для наглядного изображения остаточного содержания воды и стабильной эмульсии после центрифугирования при дозировании деэмульгатора 30 г/т и 40 г/т (рис.29, рис.30).

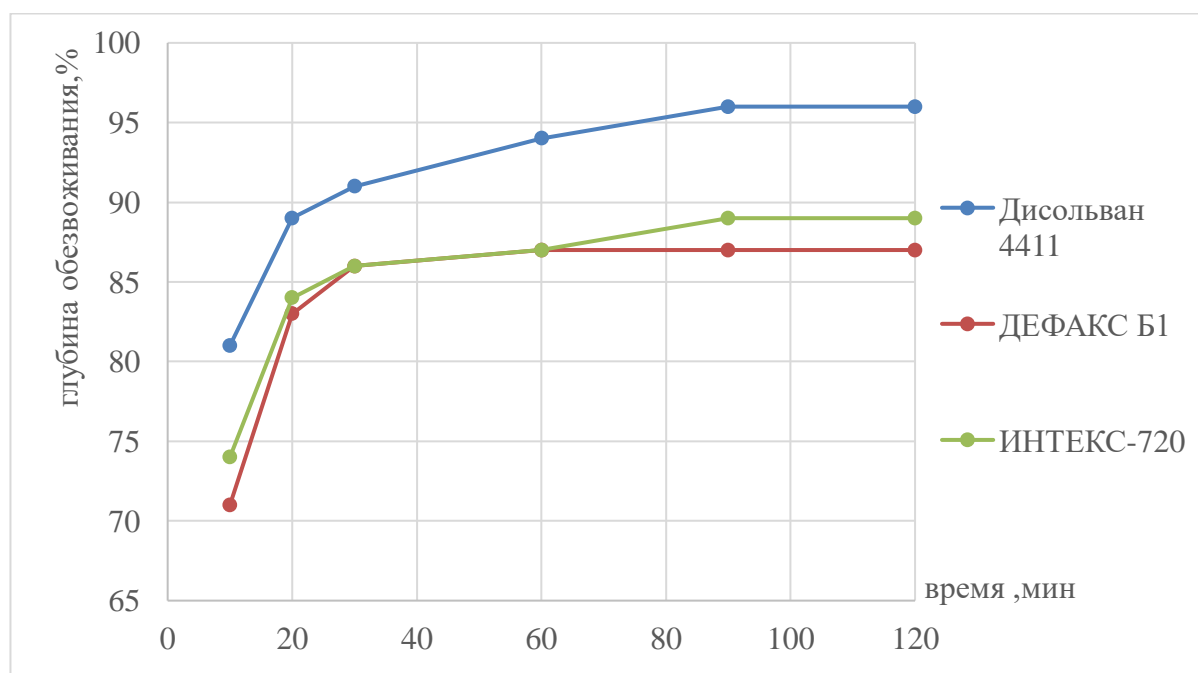


Рисунок 29 – Динамика отделения воды при дозировании деэмульгатора 30 г/т

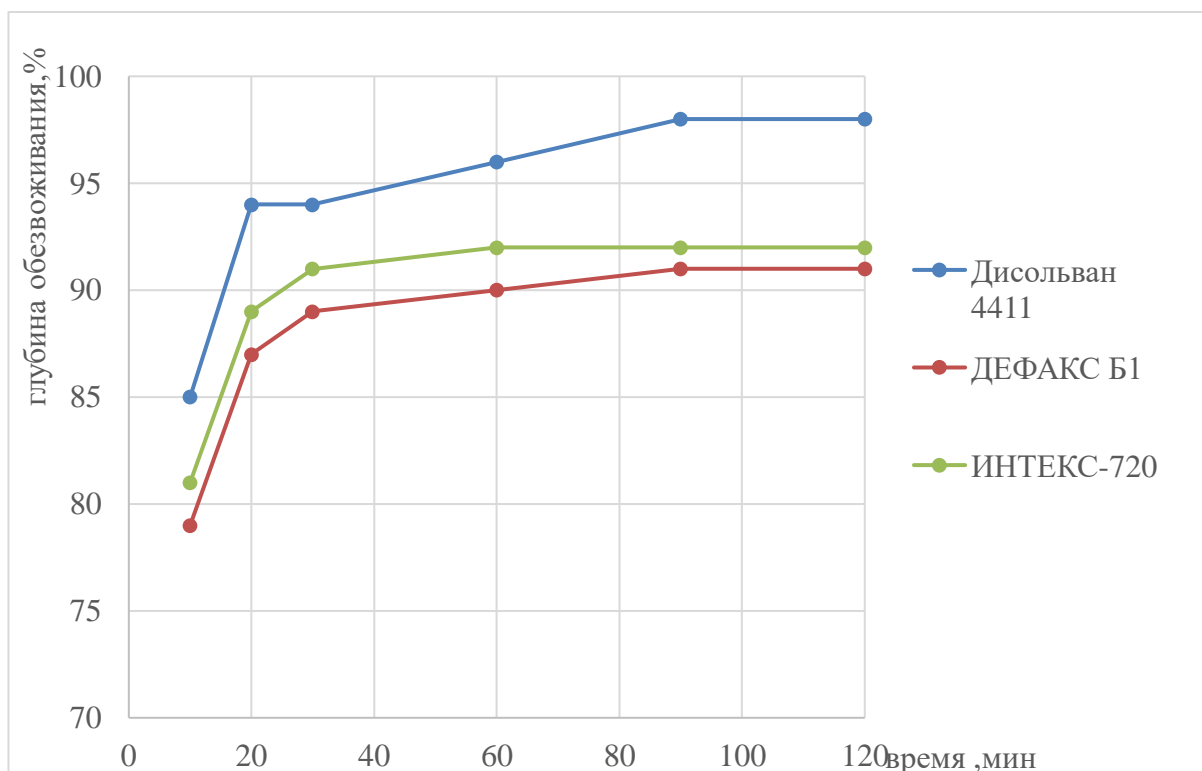


Рисунок 30 – Динамика отделения воды при дозировании деэмульгатора 40 г/т

Disolvan 4411 имеет самое низкое остаточное содержание воды в нефти, особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии.

Эти исследования показывают, что при температуре 50 ° С и времени стабилизации 2 часа все испытанные деэмульгаторы ИНТЕКС-720 и ДЕФАКС Б1 могут высушивать масло до остаточного содержания менее 1,5% при дозе 40 г / т.

Для полного разрушение эмульсии с выделением практически всей содержащейся воды деэмульгаторами ИНТЕКС-720 и ДЕФАКС Б1, необходимо увлечь дозировки реагентов.

Помимо эмульгирующих свойств, полученный эмульгатор, наряду с промышленными изображениями, обладает антикоррозийными свойствами, как видно из таблицы 9.

Таблица 9 - Результаты определения защитной способности некоторых комплексных деэмульгаторов

Концентрация, %	Защитная способность, %		
	Дефакс Б1	Интекс-720	Диссолван-4411
1	56.20	68.54	84.53
2	73.92	73.25	78.31
3	87.43	79.46	69.43
4	67.59	82.43	88.31
5	59.57	56.38	75.46

Для закачки жидких деэмульгаторов, замедлителей схватывания и ингибиторов коррозии в трубопроводы системы транспортировки и переработки нефти на месте в соответствии с дозами, с целью демонтажа труб и защиты труб и оборудования от коррозии рекомендуется использовать такие устройства, как ВДР- 2.5) или смесительные станции производства БДР-10 или ОАО «ОЗНА» или аналогичная блочная установка.



Рисунок 31 – Схема БДР

3 РАСЧЕТ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Расчет скорости коррозии

Чаще всего для оценки защитной эффективности ингибиторов используют гравиметрический метод определения скорости коррозии металлов, дополняя его тестированием образцов, на которые тем или иным способом нанесен исследуемый ингибитор. Степень защиты ингибитора вычисляют путем сопоставления экспериментальных данных, полученных на не ингибированных и ингибированных образцах[27].

Гравиметрический метод определения скорости коррозии металлов можно применять в двух вариантах:

1 – определение скорости коррозии по увеличению массы образцов – свидетелей

2 - определение скорости коррозии по потере массы образцов - свидетелей.

Скорость образцов в первом варианте вычисляют по формуле

$$V_{\text{ум}} = \frac{n \cdot (m_1 - m_0)}{S \cdot t} \quad (1)$$

где $V_{\text{ум}}$ = скорость коррозии образца, определения по увеличению его массы, г/м² ч;

m_0 = 16,302 г – масса необходимого образца;

m_1 = 16,32 г – масса образца с продуктами коррозии;

S = 0,0026 м² – площадь поверхности образца;

t = 30 дней=720 часов – продолжительность испытаний;

n = 1,1 – коэффициент, зависящий от состава продуктов коррозии.

без ингибитора коррозии

$$V_{\text{ум}} = \frac{1,1 \cdot (16,32 - 16,302)}{0,0026 \cdot 720} = 0,011 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$$

С ингибитором коррозии.

$m_1 = 16,306$ г – масса образца с продуктами коррозии;

$$V_{\text{ум}} = \frac{1,1*(16,306-16,302)}{0,0026*720} = 0,0023 \text{ г}/(\text{м}^2*\text{ч})$$

Формула (1) применима только в тех случаях, когда известен химический состав продуктов коррозии, который может быть установлен специальными методами. Это является существенным недостатком первого варианта гравиметрического метода, так как он может быть использован в основном для исследования газовой коррозии, при которой на поверхности металла образуется не гидратированная окись, что обусловлено невозможностью образования слоя влаги при высокой температуре. Преимуществом первого варианта является возможность наблюдения за кинетикой процесса на одних и тех же образцах, поскольку прослеживается увеличение их массы.

В случае реализации второго варианта продукты коррозии удаляют различными составами, взаимодействующими не с основным металлом, а с продуктами коррозии. Для того, чтобы убедиться в отсутствии химического взаимодействия между металлом и очищающим составом или получить данные о растворимости в последнем основного металла, ставят так называемую «слепую» пробу, то есть обрабатывают неэкспонированные в коррозионной среде образцы.

Скорость коррозии во втором варианте вычисляют по формуле:

$$V_{\text{пм}} = \frac{n*(m_1 - m_0)}{S*t} \quad (2)$$

где $V_{\text{пм}}$ = скорость коррозии образца, определенная по потере его массы, г/м² ч; $m_2 = 16,28$ г – масса образца после удаления продуктов коррозии.

без ингибитора коррозии

$$V_{\text{пм}} = \frac{1,1*(16,302 - 16,28)}{0,0026*720} = 0,013 \text{ г}/(\text{м}^2*\text{ч})$$

С ингибитором коррозии.

$m_2 = 16,299$ г – масса образца с продуктами коррозии;

$$V_{\text{пм}} = \frac{1,1*(16,302 - 16,299)}{0,0026*720} = 0,0018 \text{ г}/(\text{м}^2*\text{ч})$$

По потере массы образцов можно оценивать коррозионную стойкость в баллах, предполагая, что металл разрушается равномерно [27].

Среднее значение скорости коррозии по глубине растворения металла $V_{гр}$ вычисляют, используя данные о $V_{пм}$:

$$V_{гр} = 8,76 \cdot \frac{V_{пм}}{g} \quad (3)$$

где 8,76 – переводной коэффициент, зависящий от природы металла;

$$V = 40 \cdot 25 \cdot 2 = 2000 \text{ мм}^3 = 2 \text{ см}^3$$

$$g = \frac{m_0}{V} = \frac{16,302}{2} = 8,15 \text{ г/м}^3$$

без ингибитора коррозии

$$V_{гр} = 8,76 \cdot \frac{0,013}{8,15} = 0,014 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

с ингибитором коррозии

$$V_{гр} = 8,76 \cdot \frac{0,0018}{8,15} = 0,0019 \text{ г/(м}^2 \cdot \text{ч)}$$

Таким образом второй вариант гравиметрического метода определения скорости коррозии металла имеет ряд недостатков: практически весьма сложно удалить все продукты коррозии с поверхности, не воздействуя на основной металл; невозможно определить скорость протекающих коррозионных процессов.

3.2 Расчет системы протекторной защиты

Необходимо рассчитать систему ГЗ для защиты стального трубопровода. Диаметр трубопровода $D = 0,108$ м, толщина стенки $\delta = 5$ мм, длина 1200 м, глубина прокладки $h_m = 1$ м. Удельное сопротивление грунта $\rho_z = 15$ Ом·м. Необходимый суммарный начальный ток защиты обоих отводов, определенный по данным опытного включения передвижной катодной станции, равен $J_n = 0,3$ А.

Для устройства ГЗ доступны типовые комплектные M_g – аноды ПМ-10У длиной $l_s = 0,7$ м, диаметрами засыпки (активатора) $d_s = 0,2$ м и стержня $d_a = 0,13$ м, массой $G = 30$ кг. Удельное сопротивление засыпки $\rho_s = 2$ Ом·м, необходимый

срок эксплуатации T не менее 10 лет. Глубина установки анода $h = 1,85$ м. коррозионный защита отопление трубопровод[28].

1. Сопротивление растекания току ГА по эмпирической зависимости для ПМ-10У:

$$R_{аз} = A\rho_2 + B, \quad (4)$$

где A и B – численные коэффициенты.

$$R_{аз} = 0,47 \cdot 15 + 0,18 = 7,2 \text{ Ом.}$$

2. Сопротивление растеканию тока вертикального анода с засыпкой:

$$R_{аз} = (\rho_2 / 2\pi l_3) \left\{ \ln(2l_3 / d_3) + \ln \left[\left(l_3 + \sqrt{l_3^2 + 16h^2} \right) / 4h \right] + [(\rho_3 / \rho_2) \cdot \ln(d_a / d_3)] \right\} \quad (5)$$

$$R_{аз} = [15 / (6,28 \cdot 0,7)] \{ \ln [(2 \cdot 0,7) / 0,2] + 0,5 \ln [(4 \cdot 1,85 + 0,7) / (4 \cdot 1,85 - 0,7)] + (2/15) \cdot \ln(0,13/0,2) \} = 5,94 \text{ Ом.}$$

3. Сопротивление соединительного медного провода длиной $l_{cn} = 10$ м и сечением $S = 5 \text{ мм}^2$:

$$R_{cn} \text{ (Ом)} = \rho_{cn} l_{cn} / S, \quad (6)$$

$$R_{cn} = 0,0175 \cdot 10 / 5 = 0,035 \text{ Ом.}$$

4. Для вычисления переходного сопротивления трубопровода $R_{пер}$, необходимо рассчитать продольное сопротивление трубы $R_{прод}$. Приняв по справочным данным удельное сопротивление трубной стали $\rho_m = 0,25 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$, получаем:

$$R_{прод} \text{ (Ом} \cdot \text{м)} = \rho_m / [\pi \cdot (10^3 D - \delta) \cdot \delta] \quad (7)$$

$$R_{прод} = 0,25 / (3,14 \cdot (10^3 \cdot 0,108 - 5) \cdot 5) = 1,5 \cdot 10^{-4} \text{ Ом/м.}$$

5. Пусть начальное сопротивление изоляции $R'_{из}$, определенное из данных опытного включения катодной станции, равно $200 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$. Тогда сопротивление изоляции на единицу длины трубы равно:

$$R_{из} = R'_{из} / \pi \cdot D, \quad (8)$$

$$R_{из} = 200 / (3,14 \cdot 0,108) = 589 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

6. Начальное переходное сопротивление труба/земля $R_{пер}$:

$$R_{nep} (\text{Ом} \cdot \text{м}) = R_{из} + (\rho_z / \pi) \ln \left(1,12 / \sqrt{R_{npod} Dh_T / R_{nep}} \right) \quad (9)$$

$$R_{nep} = 1120 + (10/3,14) \cdot \ln \left(1,12 / \sqrt{4,25 \cdot 10^{-4} \cdot 0,057 \cdot 1,5 / R_{nep}} \right) = 1136,6 + 1,593 \cdot \ln R_{nep}$$

7. Вычисляем начальное входное сопротивление трубопровода:

$$R_m (\text{Ом}) = 0,5 \sqrt{R_{npod} \cdot R_{nep}} \quad (10)$$

$$R_m = 0,5 \sqrt{4,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1,147} = 0,35 \text{ Ом.}$$

8. Сопротивление цепи ГА-труба равно:

$$R = R_{аз} + R_{сн} + R_m = 5,94 + 0,035 + 0,35 = 6,4 \text{ Ом.} \quad (11)$$

9. Оценим необходимый защитный ток к концу планируемого периода эксплуатации ГЗ (T не менее 10 лет), исходя из падения во времени входного сопротивления трубопровода R_m по формуле:

$$(R_{mk} / R_{mn}) = e^{-\gamma T / 2} \quad (12)$$

где R_{mk} и R_{mn} – конечное и начальное входное сопротивление трубопровода;

γ – коэффициент старения изоляции.

Приняв $\gamma = 0,08$, из получим при $T = 10$ лет:

$$(R_{mk} / R_{mn}) = e^{-0,08 \cdot 10 / 2} = 0,67$$

Поэтому можно принять, что необходимый защитный ток через 10 лет эксплуатации ГЗ составит $1/0,67 = 1,5$ начального, т.е.

$$J_k = 1,5 \cdot J_n = 1,5 \cdot 0,30 = 0,45 \text{ А.} \quad (13)$$

10. Ток, генерируемый одним анодом, равен:

$$J_1 = 0,6 / 7,2 = 0,082 \text{ А.} \quad (14)$$

11. Предварительное число анодов в группе:

$$n_{зр} = J_c / J_1 \quad (15)$$

$$n_{зр} = 0,45 / 0,082 \cdot 0,85 = 6,09.$$

Принимаем $n_{зр} = 6$. По графику при $n_{зр} = 6$ находим коэффициент использования анодов $\eta \approx 0,89$, мало отличающийся от предварительно

принятого. Поэтому окончательно принимаем число ГА в грунте $n_{зр} = 6$, и максимальная сила тока ГЗ должна быть равна:

$$J_{ож} = n_{зр} \cdot J_1 \cdot \eta, \quad (16)$$

$$J = 6 \cdot 0,082 \cdot 0,89 = 0,467 \text{ А},$$

т.е. практически совпадает с необходимой конечной (через 10 лет) силой тока ГЗ $J_k = 0,45 \text{ А}$.

12. Так как начальный и конечный токи защиты на 1 анод равны соответственно $0,3/6=0,05 \text{ А}$ и $0,45/6=0,075 \text{ А}$, то средний ток за 10 лет равен

$$J_{1ср} = 0,05 + [(0,075-0,05) / 10] \cdot 5 = 0,0625 \text{ А}.$$

13. Потеря массы анода ΔG за 10 лет эксплуатации равна:

$$T = G q \eta_n \eta_u / (J_{ср} \cdot 8760), J_{ож} = n_{зр} \cdot J_1 \cdot \eta, \quad (17)$$

$$10 = (\Delta G \cdot 2330 \cdot 0,6 \cdot 0,9) / (8760 \cdot 0,0625),$$

Отсюда $\Delta G = 4,35 \text{ кг}$. Таким образом, масса анода уменьшится всего на 14

%

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

4.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Современные деэмульгаторы должны являться реагентами комплексного действия, т.е. обладающими как деэмульгирующими, так и антикоррозионными свойствами, так как органические вещества, применяющиеся в качестве ингибиторов коррозии, это чаще всего соединения, содержащие гетероатомные включения в виде азота, серы, фосфора, кислорода.

Диссолван 4411 имеет самое низкое остаточное содержание воды в масле, особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии.

Эти исследования показывают, что при температуре 50 ° С и времени стабилизации 2 часа все испытанные деэмульгаторы ИНТЕКС-720 и ДЕФАКС Б1 могут высушивать масло до остаточного содержания менее 1,5% при дозе 40 г / т.

Для полного разрушения эмульсии с выделением практически всей содержащейся воды деэмульгаторами ИНТЕКС-720 и ДЕФАКС Б1, необходимо увлечь дозировки реагентов.

Для закачки жидких деэмульгаторов, замедлителей схватывания и ингибиторов коррозии в трубопроводы системы транспортировки и переработки нефти на месте в соответствии с дозами, с целью демонтажа труб и защиты труб и оборудования от коррозии используют БРХ-25.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести сравнительный анализ технического решения и выявить критерии, по которым оно уступает конкурентным.

Данный анализ помогает оценить недостатки решения и учесть их для его совершенствования. В таблице 10 приведена оценочная карта деэмульгаторов Диссолван4411, Интекс-720, рассмотренных в работе.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение качества товарной нефти	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
2. Соответствие деэмульгатора заявленным критериям производителя	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
3. Оценка количества отделившейся воды при 40°C	0,10	4	5	3	0,40	0,50	0,30
4. Динамика сброса воды	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
5. Остаточное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде	0,10	5	5	4	0,50	0,50	0,40
6. Толщина эмульсионного слоя в отстойнике (в резервуаре)	0,10	5	4	3	0,50	0,40	0,30
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	4	0,30	0,30	0,24
2. Удешевление процесса подготовки нефти и воды	0,06	5	3	3	0,30	0,18	0,18
3. Уровень проникновения на рынок	0,06	4	4	3	0,24	0,24	0,18
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	5	5	0,30	0,30	0,30
5. Финансирование научной разработки	0,03	5	5	4	0,15	0,15	0,12
6. Срок выхода на рынок	0,04	5	4	3	0,20	0,16	0,12
7. Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	5	0,20	0,20	0,20
Итого	1	63	57	49	4,84	4,33	3,74

Dissolvan 4411 (Диссолван 4411) применяется для обезвоживания и обессоливания эмульсий сырых нефтей, в состав которого входят окись этилена/пропилена, растворенная в метаноле.

4.2 План-график реализации проекта

Мероприятие проводит бригада, в которую входят один слесарь-ремонтник 5 разряда, один оператор 5 разряда и один мастер по химической обработке. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 12 часов.

Календарный план – графическое представление выполненных работ. Диаграмма Ганта позволяет отобразить календарный план. На данной диаграмме представлены этапы работ и период их выполнения. Каждый месяц разделен на декады.

Таблица 11 – Календарный план-график реализации проекта

Вид работ	Исполнители	кал. дней	Продолжительность выполнения работ													
			число													
			1	2	3	8	9	10	15	16	17	22	23	24		
закачка жидких деэмульгаторов	слесарь-ремонтник 5 разряда	4	■			■				■			■			
закачка жидких деэмульгаторов	оператор 5 разряда	8		■	■		■	■		■	■		■	■	■	
приготовление растворов	мастер по химической обработке	4	■			■				■			■			

Условные обозначения:

- - слесарь-ремонтник 5 разряда.
- - оператор 5 разряда
- - мастер по химической обработке.

Суммарное количество рабочих дней слесарь-ремонтника 5 разряда составляет 4 дня в месяце, суммарное количество рабочих дней оператора 5 разряда составляет 8, а мастер по химической обработке 4 дня.

4.3 Расчет сметы затрат на закачку вспененной композиции

Расчет сметы затрат на закачку производится по следующим статьям:

- заработная плата рабочих.
- начисления на заработную плату.
- затраты на материалы.
- аренда материалов.
- цеховые расходы.

4.3.1 Расходы на оплату труда и отчисления во внебюджетные фонды

Расчет фонда оплаты труда определяется исходя из численно-квалификационного состава рабочих и повременно-премиальной системы оплаты труда. При закачке задействованы:

Слесарь-ремонтник 5 разряда-1 чел, тарифная ставка 141.54 руб.

Оператор 5 разряда - 1 чел., тарифная ставка 127.08 руб.

Мастер по химической обработке -1 человек, тарифная ставка 173.4 руб.

Время на закачку - 12 часов.

Фонд оплаты труда производственных рабочих (ФОТр) представляет собой основную (Z_o) заработную плату[28].

$$\text{ФОТр} = Z_o, \text{ руб} \quad (18)$$

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_o = (Z_{\text{тр}} + Z_{\text{п}}) * K_{\text{т}}, \text{ руб} \quad (19)$$

где $K_{\text{т}}$ - районный коэффициент, 1,50;

$Z_{\text{тр}}$ - заработная плата по тарифу, руб;

$Z_{\text{п}}$ - размер премии, руб.

Заработная плата слесарь-ремонтника 5 разряда:

$$Z_o = 1,50 * (12 * 4 * (141.54) + 4214.59) = 16512.7 \text{ руб}$$

Заработная плата оператора 5 разряда:

$$Z_o = 1,50 * (12 * 8 * (127.08) + 4214.59) = 24621.4 \text{ руб.}$$

Заработная плата мастера по химической обработке:

$$Z_0 = 1,50 * (12 * 4 * (173.4) + 4214.59) = 18806 \text{ руб.}$$

Суммарная заработная плата за выполнения мероприятия:

$$Z = 16512.7 + 24621.4 + 18806 = 59940.1 \text{ руб.}$$

отчисления во внебюджетные фонды 31%.

$$N_z = \text{ФОТр} * P_z / 100, \text{ руб} \quad (20)$$

где P_z - Ставки отчисления во внебюджетные фонды (31%)

$$N_z = 59940.1 * 31 / 100 = 18\,581 \text{ руб}$$

Таким образом за месяц слесарь-ремонтник 5 разряда получает 16512.7 руб, оператор 5 разряда 24621.4 руб., мастер по химической обработке 18806 руб. Суммарная заработная плата за выполнения мероприятия составляет 59940.1 руб.

4.3.2 Расчет затрат на вспомогательные материалы

Затраты на вспомогательные материалы определяются умножением количества каждого материала на цену единицы соответствующего материала:

$$C_{\text{ВМ}i} = Q_i * C_i, \text{ руб} \quad (21)$$

где Q_i - количество i -го материала, тн;

C_i - цена единицы i -го материала, руб.

Таблица 12 - Затраты на материалы

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб, сут	Сумма, руб, месяц
Диссолван4411	т	10	4010	40100	160400
Интекс-720	т	30	2960	88800	355200
Итого					515600

4.3.3 Расчет затрат на технологические операции

Затраты на проведение технологических операций определяются:

$$Z_{\text{то}} = t_{\text{ми}} * C_{\text{м}i}, \text{ руб} \quad (22)$$

где $t_{\text{ми}}$ – время на технологическую операцию, осуществляемую i -ым транспортом, час

$C_{mчi}$ – стоимость одного машино-часа i -го транспорта, руб

Таблица 13 – Расчет затрат на проведение технологических операций

Наименование транспорта	Время на тех.опер., час	Стоимость работы, за час руб	Затраты на тех.опер., руб.сутки	Затраты на тех.опер., руб.за месяц
Диссолван4411				
БРХ-25	12	1323	15876	476280
Электроэнергия	12	8,6	103.2	3096
Итого			15979.2	479376
Интекс-720				
БРХ-25	36	1323	47628	1428840
Электроэнергия	36	8,6	309.6	9288
Итого			47937.6	1438128

Таблица 14 – Совокупный бюджет проектной работы

Показатель	Значение
Затраты на оплату труда ,руб	59940.1
Затраты на материалы, руб	515600
Затрат на проведение технологических операций, руб	1 917 504
отчисления во внебюджетные фонды, руб	18 581
Всего затрат, руб	2511625.1

4.4 Расчет экономического эффекта от применения комплексного состава для защиты от коррозии и деэмульсации нефти

Расчет экономической эффективности производится в соответствии с методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий направленных на ускорение НТП в нефтяной промышленности.

За базу сравнения принимается обработка ингибитором Интекс-720.

Исходные данные и расчет экономического эффекта представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Расчет экономического эффекта от применения деэмульгаторов

Показатели	Ед. изм.	Базовый ингибитор (Интекс-720)	Новый ингибитор (Диссолван4411)	Экономический Эффект(+,-)
Смета затрат на 1 обработку на тех.опер.	руб, сут.	47 937.6	15 979.2	+31958.4
Смета затрат на тех.опер.	руб, год	8 748 612	2 916 204	+5 832 408
Затраты на материалы	руб, год	16 206 000	7 318 250	+888 7750
Всего затрат	руб, год	24954612	10234454	+14720158
Экономический эффект за год, руб.				+14720158

Таким образом экономический эффект заключается в дополнительной прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, которая составляет 14720158 руб. Она образуется за счет уменьшения числа обработок и уменьшения затрат на одну обработку с 47937.6 руб. до 15979.2 руб.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль за системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично.

Объектом исследования данной работы являются X месторождение. В данной работе будут анализ факторов, влияющие на скорость коррозии, анализ видов коррозии и методов борьбы с ней.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Рабочая смена за пультом управления составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием, сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы оператора добавляются так же определённые коэффициенты, согласно статьям трудового кодекса 316. районный коэффициент к заработной плате и 317. процентная надбавка к заработной плате, так же предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, согласно статье 321[29].

Рабочая площадка оператора представляет собой кустовую площадку расположенную на определённом удалении от основного места пребывания . Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а так же сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение данного вида работ сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 16.

Таблица 16 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Работа с оборудованием, находящемся под давлением;	1. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 2. Отклонения		ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.4.548-96
2. Промывочные работы на скважинах 3. работа с машинами и механизмами 4. Установка и снятие заглушек	показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.	1. Электробезопасность 2. Сосуды и аппараты под давлением 3. Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.008-76

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Операторы, в процессе применения физико-химическими методами борьбы с осложнениями в скважинах имеют непосредственный контакт с различными химическими веществами, применяемыми для обработки скважин, такими как:

Концентрированная серная кислота

- Плавиковая кислота
- Различные химические ингибиторы Их действие, главным образом, приходится на центральную нервную систему.

Отравление химическими реагентами сопровождается головокружением, головной болью, сухостью во рту, тошнотой, общей слабостью, которая может достигнуть потери сознания.

Также может возникнуть ощущение удушья, которое выражается в головокружении, затруднении процесса дыхания и даже потере сознания. При попадании на открытые участки тела, вызывают химические ожоги[30].

Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Согласно нормативно технической документацией (НТД) при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной +10°C и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше +10°C.

Работающие на открытом воздухе в холодное время года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического региона (пояса). Средства индивидуальной защиты применяемые при работе в холодный период года:

- Утеплённый комплект спецодежды
- Утеплённые перчатки
- Утеплённый подшлемник
- Ударопрочная каска
- Очки, защищающие органы зрения
- Утеплённая обувь При температуре воздуха ниже -40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

Повышенная загазованность и запылённость рабочей зоны

Повышенная запыленность и загазованность воздуха

Операции по интенсификации притока на скважинах сопровождаются задействованием большого количества транспортных средств и агрегатов, которые в условиях песочной среды кустов месторождения поднимают в воздух огромное количество пыли и выделяют несметное число газов, которые воздействуют на организм человека.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В гигиенических нормативах ГН 2.2.5.1313-03 приведены ПДК для предельных алифатических углеводородов C₂-C₁₀(в пересчете на углерод) в воздухе рабочей зоны, которые составляют 300 мг/м³ – среднесменная, 900 мг/м³ – максимальная разовая (ПДК метана - 7000 мг/м³).

Электробезопасность

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры: [ГОСТ 12.4.124-83] - заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов; - снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива реагента при правильном подборе диаметра трубопровода.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной

опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места [РД 13.220.00-КТН-575-06]. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами [31].

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004-91, объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал.

В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации

людей. В целях безопасности людей на случай пожара должны быть правильно спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара, отделка стен и потолков не должна содержать горючих и выделяющих удушающие газы в процессе горения материалов, все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) должно всегда находиться в боевой готовности, все работники должны быть ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций. К средствам защиты при возникновении пожарных ситуаций относятся противогазы, респираторы и аптечки, которые должны находиться в доступных для работников местах[30].

5.3 Экологическая безопасность

В процессе разработки месторождений проводятся мероприятия, направленные на повышение экологической безопасности представленные в таблице 17. В частности, ведется реконструкция действующих производств, вносятся изменения в противокоррозионные мероприятия, трубопроводного транспорта, совершенствуются технологии подачи химических веществ.

Таблица 17 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

	химическими веществами	полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договорусо специализированными организациями.
	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе сбора

Вода и водные ресурсы	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)
Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ	Модернизация и тщательный контроль за оборудованием

Источником загрязнения атмосферы является сброс газа на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), которым управляет оператор ТУ с компьютера. В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения.

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах. Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу: данный газ использовать для обогрева помещений[32].

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химические реагенты и воды с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.[СанПиН 4630–88] Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;

- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ. Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа: Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Для обеспечения потребности объектов строительства в грунте предусматривается использование месторождений песка, разрабатываемых гидромеханизированным способом. После окончания работ производится рекультивация карьера путем восстановления почвенно-растительного слоя с посевом трав.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Виды ЧС, которые могут возникнуть в условиях нефтегазопромысла:

- Пожары
- Взрывы

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии. План мероприятий по обеспечению безопасности рабочего персонала должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;

- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Процесс ликвидации пожара состоит из трёх этапов:

1. Этап – подготовка к ликвидации горения(локализация очага горения при помощи охлаждения оборудования и техники в зоне пожара, водяных экранов, при необходимости строят искусственные водоёмы, прокладывают трубы для подвода воды к месту пожара.)

2. Этап – ликвидация горения:

3. Этап - охлаждение устья скважины и орошение не горящего фонтана после ликвидации горения в течении времени для установки запорной арматуры.

Вывод по разделу

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выпускная бакалаврская работа посвящена выявлению эффективных методов борьбы с внутренней коррозией промышленных трубопроводов Казанского НГКМ.

В результате проведенного исследования были выполнены поставленные задачи:

- К факторам, влияющие на скорость коррозии относятся природа металла, химический состав и фаза сплава, его структура, обработка поверхности и наличие внутренних напряжений;
- Выделяют основные виды коррозии: сплошную (окисление металла по всей поверхности конструкции, находящейся под воздействием агрессивной среды); местную (окисление металла на определенных участках поверхности конструкции);
- В настоящее время основным методом защиты от коррозии в нефтедобывающих предприятиях является химический метод защиты, электрохимзащита трубопроводов является одним из эффективных методов защиты трубопроводов от коррозии на Х НГКМ;
- Предложен способ защиты от коррозии трубопроводов, при использовании которого внешний источник тока не требуется, два металла работают в паре, между ними возникает электрический ток из-за разности потенциалов. После проведения экспериментальных испытаний метода защиты от коррозии можно сказать, что потеря веса образца коррозии уменьшилась по размеру, и данный способ защиты показал свою эффективность;
- Рассмотрены разработки новых ингибиторов. По результатам электрохимических и гравиметрических испытаний наибольший защитный эффект наблюдался у ингибиторов, содержащих ArmohibCI-41 и добавки, содержащие серу S-1;

- Предложена электрохимзащита стальных резервуаров Защита днищ и нижних поясов резервуаров электрохимическим методом в комплексе с защитными покрытиями может осуществляться с применением катодных станций либо протекторов;

- В результате лабораторных исследований деэмульгаторов комплексного действия, Disolvan 4411 имеет самое низкое остаточное содержание воды в нефти, особенно в оставшейся неразрушенной форме эмульсии. Защитный эффект достигает до 88% при концентрации деэмульгатора 4%;

- определена скорость коррозии по увеличению массы образцов, рассчитана система протекторной защиты.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Доманский В.О. Метод оценки скорости углекислотной коррозии трубопроводов систем сбора нефти//Тюменский индустриальный университет/ В.О. Доманский.-Тюмень.2020.
2. Старых П.А. Оценка методов борьбы с бактериальной коррозией в системе сбора и подготовки нефти и газа в условиях разработки месторождений западной сибери/ П.А. Старых // Научно-практический электронный журнал Аллея Науки.-Тюмень. №11(27) 2018.
3. Блябляс А. Н. Модернизация технических средств защиты промышленных трубопроводов от внутренней коррозии/ А.Н. Блябляс //Химическая физика и мезоскопия. 2016. Том 18, №3
4. Салманов В.Н. БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. LIX междунар. студ. науч.-практ. конф. № 11(58). URL: [https://sibac.info/archive/technic/11\(58\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(58).pdf) (дата обращения: 01.02.2020)
5. Каландаров Н. О. Защита от коррозии оборудования первичной подготовки нефти // Молодой ученый. — 2016. — №9. — С. 173-175. — URL <https://moluch.ru/archive/113/28513/> (дата обращения: 02.02.2020).
6. Абдуллин И.Г. Коррозионное растрескивание магистральных газопроводов / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, М.А. Худяков [и др.] // Инновационные проблемы развития машиностроения в Башкортостане. – Уфа: Гилем, 2003. – С. 150- 161.
7. Абдуллин И.Г. Механизм канавочного разрушения нижней образующей труб нефтесборных коллекторов / И.Г. Абдуллин, С.Н. Давыдов, М.А. Худяков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – Вып. 3. – С. 51-53.
8. Костицына И.В. Коррозионная стойкость трубных сталей в агрессивных средах нефтяных и газовых месторождений: специальность 02.00.04

«Физическая химия»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Костицина Ирина Валерьевна ; Челябинский Государственный Университет. – Челябинск, 2014. – 148 с.

9. Галикеев И.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях/ И.А. Галикеев, В.А.Насыров. – Ижевск, 2015. – 98 с.

10. Markin A.N., Nizamov R.E. CO₂-korroziya neftepromyslovogo oborudovaniya. – М.: ОАО "VNIIОENG", 2003. – 188 с.

11. Markin A.N., Nizamov R.E., Sukhoverkhov S.V. Neftepromyslovaya khimiya: Prakticheskoe rukovodstvo. – Vladivostok: Dal'nauka, 2011. – 288 с

12. Мустафин Ф.М. Сооружение и ремонт трубопроводов с применением гидрофобизированных грунтов/ Ф.М. Мустафин. – М.: Недра, 2003. –234 с.

13. Мустафин Ф.М. Защита трубопроводов от коррозии: Том 2: учебное пособие / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – СПб.: ООО «Недра», 2007. – 708 с.

14. Научные проблемы и перспективы нефтегазовой отрасли в СевероЗападном регионе России: Науч.-техн. сб. в 4 ч. Ч. 3. Транспорт газа/ Филиал ООО «ВНИИГАЗ» «Севернипигаз». - Ухта, 2005. - 244 с.

15. Зейгман Ю.В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений: учебное пособие [Текст] / Ю.В. Зейгман. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2007. – 232 с.

16. Гареев А.Г. Основы коррозии металлов [Текст] / А.Г. Гареев. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2011. – 256 с.

17. Латыпов О.Р. Ингибиторы коррозии в нефтегазовой промышленности [Текст] / О.Р. Латыпов, Д.Е. Бугай. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 74 с.

18. Бугай Д.Е. Коррозионностойкие материалы. Учебник [Текст] / Д.Е. Бугай, О.Р. Латыпов, С.Е. Черепашкин. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело», 2012. – 197 с.

19. Кравцов В.В. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования. Учебное пособие [Текст] / В.В. Кравцов, О.Р. Латыпов, О.А. Макаренко, И.Г. Ибрагимов. – М.: Химия, 2010. – 344 с.
20. Плохова С. Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ / С. Е. Плохова, Э. Д. Саттарова // Вестник Казанского Технологического Университета. - 2012. - № 5. - С. 39-40.
21. Плохова С. Е. Изучение влияния анионных и катионных ПАВ на деэмульгирующую эффективность неионогенных ПАВ / С. Е. Плохова., Э. Д. Саттарова и др. // Вестник Казанского технологического университета. - 2012. - № 5. - С. 39-40.
22. Методические указания к курсу химическая технология (анализ нефти и нефтепродуктов) / Собанов А.А. [и др.]; Казань: КГУ, 2011. - 56 с.
23. Балабан-Ирменин Ю. В. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей/ Ю. В. Балабан-Ирменин, В. М. Липовских, А.М. Рубашов. М.: Изд-во «Новости теплоснабжения», 2008. 288 с
24. Войтех Н.Д. Особенности противокоррозионной защиты на предприятиях, перерабатывающих попутный нефтяной газ / Н.Д. Войтех, А.И. Цинман, Р.В. Смолка, Ю.А. Журавлев // Коррозия. - 2011.- № 3. - С. 4-6
25. Вигдорович В.И. Контроль коррозионной агрессивности сероводородсодержащих сред и оценка эффективности способов защиты при непрерывной эксплуатации установок нефтегазовых производств / В.И. Вигдорович, А.П. Макаров // Практика противокоррозионной защиты. - 2015.- № 1. - С. 60–71.
26. Трушин А. Ю. Разработка ингибиторов углекислотной коррозии для защиты газопроводов, транспортирующих попутный нефтяной газ/ А. Ю. Трушин // Вестник технологического университета. 2016. Т.19, №14

27. Котик В.Г., Глазнов В.И., Зиневич А.М. Защита от коррозии протяженных металлических сооружений. М.: Недра, 1995г.
28. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.в., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2004. – 806 с.
29. Насыров А.М. К вопросу совершенствования нефтяного оборудования. Нефтепромысловое дело/ А.М. Насыров, И.А. Орлов, В.А. Насыров. 2006. №3 . С. 40-42.
30. Хамидуллина, Ф. Ф. Разработка композиционного деэмульгатора для процессов подготовки продукции нефтяных скважин на поздней стадии эксплуатации месторождений / Ф. Ф. Хамидуллина, Р. Ф. Хамидуллин // Вестник Казанского Технологического Университета. - 2014. - Т. 10. - № 9. - С. 258-263.
31. Агапчев В. И. Проектирование, строительство и эксплуатация трубопроводов из полимерных материалов/ В. И. Агапчев, Д.А. Виноградов, В.А. Мартяшева.— Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002.— 74 с.
32. Султанмагомедов С.М. Обеспечение долговечности и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов, подверженных канавочному износу/ С.М. Султанмагомедов.— Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002.— 224 с.