

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности работы установки подготовки нефти в осложненных коррозией условиях на «Х» нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.8:620.193(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мухтаров Алексей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Мухтарову Алексею Сергеевичу

Тема работы:

Повышение эффективности работы установки подготовки нефти в осложненных коррозией условиях на «Х» нефтяном месторождении (Томская область)		
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020	№ 59-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике, теоретический и сравнительный анализ методов по борьбе с внутренней коррозией.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм формирования коррозионных отложений, технологии предотвращения и удаления, расчет на прочность и устойчивость промышленного трубопровода, анализ методов, применяемых на «Х» нефтяном месторождении,
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Общие сведения о коррозии, причины образования и способы предупреждения и борьбы с ними»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Анализ текущих методов борьбы и рекомендации по	Чеканцева Лилия Васильевна

оптимизации эксплуатации трубопроводов осложненных коррозией на «Х» нефтяном месторождении»	
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мухтаров Алексей Сергеевич		02.03.2020

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 2020 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)
09.03.2020	Обзор литературы по заданной тематике	15
23.03.2020	Анализ особенностей осложняющих факторов при эксплуатации трубопроводов на нефтяном месторождении	25
30.03.2020	Техническая часть	25
06.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
14.04.2020	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		02.03.2020

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Мухтаров Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти и газа

Тема ВКР: Повышение эффективности работы установки подготовки нефти в осложненных коррозией условиях на «Х» нефтяном месторождении (Томская область)

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>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
<i>2. Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
<i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ</i>
<i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности расчета технологии УПН «Х» месторождения.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Расчёт чистого денежного потока
6. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г	к.э.н		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мухтаров Алексей Сергеевич		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Мухтаров Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Обслуживание и эксплуатация объектов добычи нефти и газа

Тема ВКР: Повышение эффективности работы установки подготовки нефти в осложненных коррозией условиях на «Х» нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Система промышленных трубопроводов располагается в таежной зоне Западной Сибири, в Каргасокском районе Томской области. Местность болотистая. Климатрезко- континентальный. При ремонте трубопровода могут возникать вредные и опасные факторы для здоровья человека. Негативное воздействие на окружающую среду сводится к минимуму. Возникновение аварийных ситуаций случается редко</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>-проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны)</p> <p>-правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>-проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы 1. Отклонение параметров микроклимата; 2. Повышенный уровень шума; 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Электромагнитное излучение. 1. Опасные факторы, Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Электрическая дуга и искры при сварке; 3. Поражение электрическим током; 4. Взрывоопасность и пожароопасность; Термические опасности</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>-оценка воздействия исследуемого объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу; -определение возможного решения обеспечения экологической безопасности</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>-рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию (пожар, взрыв). -разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД, ШБИП	Сечин А.А	к.т.н		04.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Мухтаров Алексей Сергеевич		04.03.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 118 с., 6 рис., 23 табл., 22 источников.

Ключевые слова: коррозия, эксплуатация трубопроводов, методы борьбы с внутренней коррозией, промышленные трубопроводы, ингибиторы коррозии.

Объектом исследования являются промышленные трубопроводы «Х» нефтяного месторождения.

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

Цель работы: выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией на промышленных трубопроводах на «Х» нефтяного месторождения.

В процессе исследования проводился анализ методов по борьбе с внутренней коррозией, расчет на прочность и устойчивость промышленного трубопровода. Проведены экономические обоснования выбора.

В результате исследования проанализированы методы по борьбе с внутренней коррозией промышленных трубопроводов, находящиеся на территории Томской Области, на примере «Х» нефтяного месторождения, проанализированы проблемы, возникающие при эксплуатации промышленных трубопроводов, рекомендации по использованию методов по борьбе с внутренней коррозией.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией промышленных трубопроводов «Х» нефтяного месторождения

Степень внедрения: Рекомендуемый метод ингибиторной защиты является перспективным и менее затратным по сравнению с другими методами внутренней защиты трубопроводов от коррозии.

Способ характеризуется меньшими затратами энергии и минимальным количеством оборудования.

Область применения: промышленные трубопроводы и оборудования.

Экономическая эффективность/значимость работы: Экономический эффект от применения ингибиторной защиты достигается за счет увеличения межремонтного периода и уменьшения количества порывов. В будущем планируется применение проанализированных методов по борьбе с внутренней коррозией промышленных трубопроводов на других месторождениях Томской области.

Основные сокращения и обозначения

Сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

БР-блок реагентов

ВНЭ-водонефтяная эмульсия

ГЖС-газожидкостная смесь

ДНС – дожимная насосная станция

КНС – кустовая насосная станция

КП-коррозионные процессы

МУН – метод увеличения нефтеотдачи

НН – напорный нефтепровод

НСБ-нефтесборные трубопроводы

ООС - охрана окружающей среды

УПСВ - установка предварительного сброса воды

ЦПС - центральный пункт сбора

Обозначения:

Q – объемная подача, м³/ч;

L – линейный размер, м;

T – температура, С;

d – диаметральный размер, мм

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИИ.....	15
1.1 Причины возникновения коррозии	17
1.1.2 Понятие о коррозии металлов и классификация	36
1.1.3 Коррозионный гальванический элемент.....	46
1.1.4 Электрохимическая коррозия	53
1.2 Коррозия оборудования и установок по подготовке нефти, очистке и закачке сточных вод в нефтяные пласты.....	53
1.3 Способы защиты трубопровода от коррозии.....	57
1.3.1 Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям.....	61
1.3.2 Изоляционные покрытия на основе битумных мастик.....	62
1.3.3 Полимерные покрытия	64
1.3.4 Новые типы изоляционных покрытий	66
2. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ КОРРОЗИЕЙ УСЛОВИЯХ НА «Х» НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	68
2.1 Применение ингибиторов коррозии на «Х» месторождении.....	70
2.2 Трубы с внутренним покрытием	76
2.3 Стеклопластиковые трубы	77
2.4 Стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками.....	77
2.5 Гибкие трубы	78
2.6 Трубы гибкие полимерно-металлические	79
2.7 Основные достоинства и свойства труб	81
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	84
3.1 Предпроектный анализ.....	84
3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	84

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	84
3.1.3 SWOT-анализ.....	86
3.1.4Планирование управления научно-техническим проектом.....	88
3.1.5Бюджет научного исследования	89
3.1.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	95
3.1.7 Оценка сравнительной эффективности исследования.....	95
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	101
4.2 Производственная безопасность.....	103
4.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов.....	104
4.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	108
4.3 Экологическая безопасность.....	111
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	112
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	116

Введение

В процессе эксплуатации трубопроводы подвергаются коррозии. Коррозия наносит значительный ущерб трубопроводному транспорту. Срок эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа во многом определяется степенью их противокоррозионной защиты. Экономические потери в трубопроводном транспорте нефти и газа по причине коррозии продолжают оставаться недопустимо большими. Борьба с коррозией металлов является важнейшей причиной трубопроводного транспорта, решение которой позволит сберечь металлические ресурсы и обеспечить экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа.

Целью данной работы является: выявление эффективных методов борьбы с внутренней коррозией на промысловых трубопроводах «Х» нефтяного месторождения.

Объектом данного исследования является промысловые трубопроводы «Х» месторождения, находящиеся в Томской области.

Выпускная бакалаврская работа посвящена выявлению эффективных методов борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов «Х» нефтяного месторождения. Проанализированы различные методы с коррозионным разрушением, выявлены характеристики существующих методов и представлен новый метод борьбы с внутренней коррозией промысловых трубопроводов.

Проведены расчеты на прочность и устойчивость.

Направление работы соответствует приоритетным направлениям развития нефтегазовой отрасли.

1. ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КОРРОЗИИ.

Коррозия трубопроводов является одной из основных причин возникновения аварий в нефтегазовой промышленности. Данная отрасль традиционно имеет дело с достаточно агрессивными средами, транспортируемыми по трубопроводам, поэтому обеспечение защиты от коррозии является одной из основных мер по обеспечению промышленной безопасности.

Как правило, говоря о защите от коррозии, подразумевают применение ингибиторов коррозии и нанесение защитных покрытий, но большое значение имеют также организационные меры, а также требования к проектированию трубопроводов, которые могут в значительной степени повысить безопасности эксплуатации трубопроводов. В частности, если трубопроводы эксплуатируются в условиях интенсивного воздействия коррозионного растрескивания, то для таких трубопроводов не рекомендуется применять плоские фланцы в условиях воздействия циклических нагрузок с количеством циклов более 2000 (в пересчете на весь срок службы). На стадии проектирования должны учитываться требования по выбору материала трубопровода, исходя из коррозионной активности транспортируемой среды. Обычно скорость коррозии зависит также от температуры, давления и характера нагружения трубопровода, поэтому все эти факторы должны быть рассмотрены в совокупности. Также существует требование к применению электросварных труб в термически обработанном состоянии, поскольку в большинстве своем трубопроводы испытывают сильное воздействие коррозионного растрескивания.

Обязательным требованием при прокладке трубопроводов является использование изоляции и защиты от коррозии. Для защиты от электрохимической коррозии используется катодная и протекторная защита. Применение полимерных покрытий, битумной и цементной облицовки повышает защиту объектов от коррозии. Такая изоляция должна быть

гидрофильной, что позволяет коррозионно-активной среде стекать по ней, но также должна обеспечиваться равномерность ее нанесения.

Изолирование трубопроводов также подкрепляется используемой электрохимической защитой, которая позволяет снизить скорость коррозии при повреждении изоляции. Применение электрохимической защиты должно быть основано на данных проведения коррозионных исследований. Применение последних исследований позволяет оценить эффективность применения защиты при воздействии коррозии блуждающими токами и почвенной коррозии. Как правило, средства защиты от этих двух видов коррозии используются для бес канальной прокладки подземных трубопроводов, на которых отсутствует тепловая изоляция.

Защита внутренней поверхности трубопроводов реализуется за счет использования коррозионно-стойкого материала, а также за счет применения износостойких и химически стойких покрытий. Применение неметаллических тугоплавких материалов, которые наплавляют на внутреннюю поверхность трубы, повышает стойкость трубопровода к воздействию коррозионноактивных сред. Такие покрытия также обладают высокой износостойкостью, что повышает ресурс трубопроводов, который используются для перекачивания жидкостей и газов с взвешенными в них частицами. Помимо неметаллических покрытий используются и покрытия из металлических материалов, которые также, как и первые можно наносить на внешнюю поверхность трубопроводов.

Меры защиты от коррозии должны применяться для трубопроводов вне зависимости от наличия тепловой изоляции. В дополнение к основным мерам защиты от коррозии можно отнести следующие:

Применение ингибиторов коррозии. Использование ингибирования во многом позволяет снизить скорость коррозии трубопроводов и продлить срок их службы. Ингибитор коррозии подбирают непосредственно под транспортируемую среду. Достаточно часто используют ингибиторы для сред, которые содержат CO_2 и H_2S ;

Проведение очистки технологических сред от сероводорода и водорода. Защитой от влияния коррозионного растрескивания и водородного охрупчивания на трубопроводы является организация очистки перекачиваемых сред.

Для очистки от сероводорода используются каталитические методы, в то время как очистку сред (как правило, природного газа) от водорода пока что можно осуществить только с использованием достаточно дорогих мембранных технологий. Именно по этим двум причинам такие организационные меры работают не в полной мере;

Сокращение интервалов проведения осмотров и мероприятий по оценке технического состояния трубопроводов. Такая мера способна во многом защитить трубопроводы от коррозии, что является положительным эффектом.

Мероприятия по защите трубопроводов от коррозии имеют большое значение для обеспечения промышленной безопасности в нефтегазовой промышленности. Эффективное внедрение современных разработок в области защиты от коррозии позволит во многом сократить число аварий и финансовых потерь, которые вызваны влиянием коррозии на трубопроводы. Такой механизм должен также реализовываться параллельно с применением новых нормативно-технических документов, регламентирующих меры по антикоррозионной защите.

1.1 Причины возникновения коррозии

При добыче нефти из продуктивного пласта на поверхность извлекается газожидкостная смесь большей или меньшей вязкости, состоящая из нефти, газа и воды. Конечная стадия процесса добычи нефти - разделение этой смеси на три потока: нефть и попутный газ отправляют потребителям, а отделяемую от нефти пластовую воду утилизируют на месте добычи нефти.

В процессе разработки нефтяного месторождения, особенно в условиях применения методов поддержания пластового давления и интенсификации

добычи нефти (закачка в пласт воды и газа, использование тепловых методов, ПАВ, CO_2 и других химических реагентов), могут существенно измениться, первоначальные свойства добываемой из нефтяных скважин жидкости.

Изменяется вязкость и состав нефти и газа, постепенно опресняется добываемая с нефтью вода вследствие закачки в пласт слабоминерализованных пресных вод. В водной фазе извлекаемой жидкости может возрасти содержание ПАВ или двуокиси углерода, закачиваемых в пласт для увеличения нефтеотдачи, а также концентрация других химических реагентов. В добываемой нефти, первоначально не содержащей сероводорода, этот особо агрессивный в отношении коррозии агент может появиться на поздней стадии разработки нефтяных месторождений в результате заражения пласта сульфатвосстанавливающими бактериями. Наконец, при использовании на нефтепромыслах негерметичных систем сбора, транспорта и подготовки нефти и воды в них может попасть также и кислород - второй по агрессивности коррозионный агент.

Таким образом, хотя коррозионные свойства добываемой из скважин нефти, газа и воды определяются физико-химическими свойствами этих трех составляющих (и в первую очередь, очевидно, свойствами водной фазы), однако результирующая агрессивность этой сложной смеси во многом зависит от ряда внешних и внутренних факторов, связанных с конкретными условиями разработки и эксплуатации нефтяных месторождений [1].

При обычной температуре нефтяная фаза является практически инертной по отношению к большей части металлов. Однако коррозионная активность водной фазы в системе нефть-вода-газ может в наибольшей степени быть проявлена лишь при некоторых определенных условиях, которые во многом зависят от физико-химических свойств неполярной фазы среды и влияния ее на характер распределения воды и нефти одна в другой.

Нефть представляет собой в основном смесь углеводородов различного состава с преобладанием углеводородов метанового и нафтенового рядов.

С точки зрения влияния углеводородной фазы на коррозионные

свойства системы нефть-вода, наиболее важна характеристика и состав высокомолекулярной части нефти. К высокомолекулярным соединениям нефти, находящимся в тяжелой ее части относят, как известно, вещества с молекулярной массой выше 400, независимо от того, имеют ли они чисто углеводородную природу или в состав их входят гетероатомы (кислород, сера, азот, металлы).

Высокомолекулярная часть не подвергнутой переработке сырой нефти представляет собой сложную многокомпонентную, в большинстве случаев коллоидную систему, стойкость которой зависит от химической природы и количественного соотношения основных ее составляющих (углеводороды, смолы, асфальтены). Химический состав и строение этих соединений необычайно разнообразны. Сложную структуру имеет неуглеводородная часть высокомолекулярных соединений нефти, в состав которых наряду с углеродом и водородом входят кислород, сера, азот и металлы.

Особый интерес представляют гетероорганические соединения нефти.

Многие из них обладают широким спектром физико-химических, коллоидно-физических и технических свойств и широко применяются. Нам, в первую очередь, будут интересовать те из соединений, которые по структуре или свойствам приближаются к типичным ПАВ и способны поэтому проявлять на различных границах фаз особый комплекс объемных, поверхностных и модифицирующих свойств.

Сернистые соединения нефти представлены элементарной серой, сероводородом и группой сернистых соединений с невысокой молекулярной массой. Считают, что с повышением молекулярной массы сернистых соединений они по строению приближаются к кислородным и азотистым соединениям нефти многие из которых по структуре аналогичны типичным ПАВ'

Азоторганические соединения в нефти классифицируют на соединения основного и нейтрального характера. Азотистые соединения основного характера представляют собою преимущественно третичные соединения ряда

пиридина, хинолина и акридина, и в небольшом количестве соединения первичных ароматических аминов.

Из азотистых соединений нейтрального характера в нефти обнаружены пиррол, индол, карбазол и их производные порфирины и их полифункциональные соединения с двумя или более гетероатомами серы, азота и кислорода, нитрилы и амиды кислот. Предполагается, что преобладающими нейтральными азотистыми соединениями в нефтях являются циклические амиды кислот, у которых атом азота связан непосредственно с ароматическими радикалами.

Для характеристики физико-химических свойств азотистых соединений следует иметь в виду, что многие из них используются в качестве флотореагентов, ингибиторов коррозии, эффективных бактерицидов и ПАВ. Поэтому следует ожидать, что содержащиеся в нефти азоторганические соединения могут оказать серьезное влияние на коррозионные свойства системы нефть—вода

К кислородным соединениям нефти относится преобладающая часть неуглеводородных веществ. Среди них значительное место занимают нефтяные кислоты (карбоновые). Содержание органических кислот в нефтях колеблется от 0,03 до 1,7%. Основная масса нефтяных кислот представлена монокарбоновыми нафтеновыми структурами и имеет циклическое строение. Полинафтеновые и алифатические кислоты присутствуют в нефти в небольшом количестве. Из алифатических кислот выделены пальмитиновая, стеариновая, миристиновая, арахиновая и др. Нафтеновые кислоты при наличии длинной боковой цепи с числом углеродных атомов в молекуле выше 14 близки по своим свойствам к жирным кислотам с прямой цепью. Щелочные соли нафтеновых кислот — сильные эмульгаторы и пенообразователи. Амиды нафтеновых кислот являются активными ПАВ и обладают флотационными, диспергирующими, ингибирующими свойствами.

Нефтяные смолы относятся к группе смолисто-асфальтеновых веществ нефти. Они представляют собой смесь многочисленных и разнообразных

кислородсодержащих соединений нефти, включающих серу и азот, и по своим свойствам и структуре занимают промежуточное положение между высокомолекулярными полициклическими углеводородами и асфальтенами располагаясь ближе к асфальтенам. Нефтяные смолы присутствуют в нефти в виде раствора или коллоидной системы или выделяются из нефти в виде второй жидкой фазы.

Из асфальто-смолистых веществ большой интерес представляют асфальтены - наиболее высокомолекулярные соединения из всех выделенных компонентов нефти. В зависимости от природы нефти, ее свойств и концентрации асфальтенов они могут находиться в нефти в виде истинных или коллоидных растворов.

В коллоидной системе асфальтены являются дисперсной фазой и оказывают большое влияние на стойкость нефтяных эмульсий как стабилизаторы, активно адсорбируются на жидких и твердых поверхностях раздела, изменяя молекулярную природу последних. Близость асфальтенов к типичным ПАВ подтверждается их способностью при определенной критической концентрации образовывать в растворах особые ассоциации, возможно, агрегаты мицеллярного характера.

Физико-химические свойства асфальтенов и их роль при разработке, добыче и подготовке нефти в настоящее время интенсивно изучается. Очевидно, асфальтены, обладая широким спектром объемных и поверхностных свойств, обусловленных в первую очередь их коллоидно-физическими свойствами в жидких растворах, способны оказывать глубокое и разнообразное влияние на распределение в нефти различных гетерогенных фаз (воды, парафина, газа, твердых частиц и т. д.).

Характер и степень коррозионного воздействия добываемой из скважин жидкости на подземное и наземное оборудование промыслов зависят не только от природы нефти и ее физико-химических свойств, но и от условий залегания нефти в залежи, от способа разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, от применяемой техники и технологии добычи, сбора и

транспорта нефти на промыслах, а также от периода разработки, в котором находится эксплуатируемое месторождение.

В связи с этим различают следующие четыре основные стадии разработки месторождений. На первой стадии осваивают нефтяное месторождение. Эта стадия характеризуется ростом добычи нефти при малой ее обводненности и выходом на максимальный проектный уровень добычи.

Вторая стадия - поддержание более или менее стабильного уровня добычи с неуклонным нарастанием обводненности скважин и постепенным переходом их с фонтанной добычи на механизированную. На третьей стадии значительно снижается объем добытой нефти. Резко прогрессирует обводнение продукции, часть скважин по этой причине выводится из действующего фонда. Четвертая стадия (завершающая) - это разработка истощенных нефтяных пластов. Эта стадия характеризуется низкими дебитами нефти и высокой обводненностью добываемой продукции. Третья и четвертая стадия составляют так называемый поздний период разработки нефтяных месторождений..

По мере извлечения нефти из залежи запасы ее постепенно истощаются. Изменяются условия залегания нефти (падение пластовой энергии, увеличение обводненности пласта) и ее свойства (нефть дегазируется и становится более вязкой, появляется свободный газ). В результате снижается конечная нефтеотдача залежи, затрудняется отбор оставшейся в пласте нефти.

Для повышения нефтеотдачи истощенных пластов используют вторичные методы добычи: площадное нагнетание воды и газа в нефтяную залежь, форсированный отбор жидкости, Применение вакуум-процесса (снижение давления на забое скважин), термические методы воздействия на пласт (закачка пара и горячей воды, создание очагов горения для генерации тепла), нагнетание химических реагентов (ПАВ, углекислого газа и т. д.). Применение методов поддержания пластового давления и вторичных методов извлечения нефти оказывает большое влияние не только на технику и

технологии добычи нефти, но и на коррозионные свойства извлекаемой из скважины жидкости.

Нефтяная скважина - основное и наиболее дорогостоящее сооружение на нефтепромыслах. Независимо от того, каким способом (фонтанным или механизированным) извлекается нефть из продуктивного пласта, в скважину на всю ее глубину (от нескольких сотен метров до нескольких километров) спускают колонну обсадных труб диаметром 141, 168 или 203 мм. Внешней своей стороной обсадная колонна (через цементное кольцо) соприкасается с различными подземными породами и насыпающими их агрессивными флюидами.

С забоя скважины нефть поднимают на дневную поверхность, как правило, по насосно-компрессорным трубам. Кольцевое пространство, образуемое внутренней стороной обсадной и внешней стороной насосно-компрессорной колонны, заполняется в зависимости от пластового давления на определенную высоту нефтью (динамический уровень).

Исходя из способа эксплуатации и конструкции нефтяных скважин рассмотрим, где и какому виду коррозионного разрушения подвергается подземное оборудование скважин.

Наиболее простую конструкцию имеет фонтанная. Если в скважине добывают не содержащую сероводород нефть, то коррозия подземного металлического оборудования проявляется в ней незначительно. Лишь при наличии в добываемой продукции сероводорода и сильной обводненности нефти, общая коррозия труб проявляется в первую очередь в кольцевом пространстве скважин. Возможен и коррозионный эрозионный износ внутренней поверхности насосно-компрессорных труб под действием поднимающегося из пласта потока нефти. Однако в этом случае металл разрушается лишь при достаточно высокой обводненности нефти и наличии в ее потоке песка.

В фонтанных скважинах, у которых межтрубное (кольцевое) пространство изолировано специальным пакером для улучшения условий

подъема нефти из скважин, область коррозионного воздействия сероводородсодержащей газовой среды на обсадную и насосно-компрессорную колонны в случае негерметичности пакера значительно расширяется.

Схема подъема продукции добывающей скважины приведена на рисунке 1.1.

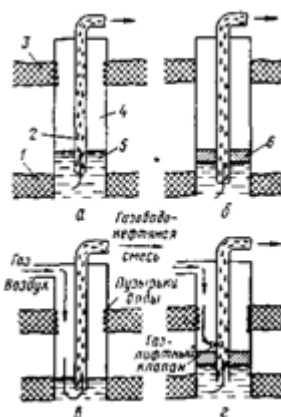


Рисунок 1.1 - Схема подъема газодонефтяной смеси в скважинах.

а - при фонтанном способе эксплуатации, б - при обустройстве фонтанной скважины пакером, в - при газлифтном способе эксплуатации; г - при обустройстве газлифтной скважины пакером; 1 - продуктивный пласт, 2 - насосно-компрессорная колонна; 3 - вышележащий пласт; 4 - обсадная труба, 5 - уровень нефти, 6 - пакер

Компрессорная эксплуатация нефтяных скважин связана с подачей извне некоторого количества энергии - сжатого газа или воздуха. Этот способ (в виде газлифта и эрлифта) используется для продления искусственного фонтанирования скважин. При компрессорном способе в скважину спускают одну или две колонны насосно-компрессорных труб (одно- или двухрядный лифт). Сжатый воздух подают к башмаку (низу) обсадной колонны по кольцевой (между двумя рядами труб или между обсадной и компрессорной колонной) или по центральной системе.

При подаче в компрессорную скважину в качестве рабочего агента нефтяного или другого углеводородного газа без агрессивных примесей

распределение и характер коррозии в компрессорной скважине почти не будут отличаться от коррозии оборудования в фонтанных скважинах. Если же в скважину подают агрессивный газ или сжатый воздух, возможны серьезные осложнения в отношении коррозии. При подаче сжатого воздуха, содержащего влагу и кислород, коррозия развивается в кольцевом (межтрубном) пространстве скважины в присутствии кислорода воздуха и в условиях непрерывной конденсации влаги на металлической поверхности.

Происходит интенсивный процесс накопления продуктов коррозии, называемых железистыми сальниками. Они затрудняют, а иногда приводят к полному прекращению подачи воздуха в скважину. С этой проблемой столкнулись впервые на нефтепромыслах Баку, где этот способ эксплуатации широко применялся. Если вместо воздуха подают углеводородный газ с примесью сероводорода и влаги, это приводит к аналогичным, если не более серьезным последствиям в отношении коррозии.

Кроме кольцевой части скважин сильной коррозии в компрессорных скважинах подвергается внутренняя поверхность насосно-компрессорных труб, по которым движется азрированная жидкость. В отношении проявления коррозии опасно применение сжатого воздуха для добычи сероводородсодержащей нефти или применение сероводородсодержащего газа для добычи неагрессивной нефти.

Глубиннонасосный способ эксплуатации нефтяных скважин применяется в том случае, когда пластовая энергия недостаточна для подъема жидкости из пласта и обеспечения первоначальной производительности скважины.

Для подъема нефти из скважин используют поршневые насосы с приводом через колонну штанг от установленного на поверхности станка-качалки, погружные электроцентробежные насосы (ЭЦН), а также гидропоршневые и винтовые насосы. Глубиннонасосный способ с применением штанговых насосов получил среди других механизированных способов наибольшее распространение.

При добыче слабоагрессивной и сильно обводненной нефти значительное число ремонтов скважины приходится на штанговую колонну, которая работает в условиях потока высоковязкой жидкости и больших циклических нагрузок. Большое число поломок штанг в этих условиях можно объяснить коррозионно-усталостным разрушением металла под воздействием агрессивной среды и значительных знакопеременных нагрузок. Остальное металлическое оборудование, если межтрубное пространство скважины достаточно герметично, заметных коррозионных повреждений в глубиннонасосных скважинах не имеет.

Когда из скважин добывают сероводородсодержащую нефть, возможно проявление различных видов коррозионного разрушения. Так, глубиннонасосные штанги подвергаются общей коррозии, коррозионно-механическому износу в условиях знакопеременных нагрузок, коррозии при трении колонны штанг о поверхность насосно-компрессорных труб (фреттинг-коррозия), наводороживанию под влиянием сероводорода. Штанговые насосы подвергаются фреттинг-коррозии при трении плунжера в цилиндре насоса, наводороживанию в условиях циклических ударных нагрузок (работа клапана насоса). Насосно-компрессорные трубы подвергаются коррозии с внутренней и внешней сторон, иногда колонны наводороживаются и обрываются.

Обсадная и насосно-компрессорная колонна в затрубном пространстве подвергаются общей коррозии под действием находящейся там нефти, коррозии в газовой среде при непрерывной конденсации жидкой фазы. Опасный характер приобретает разрушение труб при попадании сюда кислорода воздуха через негерметичное устье скважины.

Аналогичный характер и распределение коррозии наблюдается в скважинах с глубиннонасосной эксплуатацией, имеющих очень низкий динамический уровень. Такие скважины, находящиеся на конечной стадии добычи нефти, работают, как правило, периодически. Для достижения более полной утилизации попутного газа в затрубном пространстве создают вакуум.

Здесь весьма серьезным коррозионным повреждениям подвергаются

обсадные и насосно-компрессорные трубы, поскольку на металлическую поверхность воздействует попеременно то агрессивная газовая среда, то попадающий в верхнюю часть скважин воздух. Попеременному воздействию обводненной нефти и агрессивной газовой среды подвергаются глубиннонасосные штанги.

В последние годы на нефтепромыслах страны вместо громоздких и металлоемких штанговых установок широкое распространение получили бесштанговые погружные электроцентробежные насосы (ЭЦН), которые позволяют непрерывно извлекать из скважины газожидкостный поток нефти. По распределению и характеру коррозии эти скважины аналогичны фонтанным. Специфической (эрозионной и фреттинг) коррозии могут подвергаться отдельные узлы электропогружных насосов. Хотя ЭЦН имеют длительный межремонтный период эксплуатации и выпускают их в коррозионностойком исполнении, выход погружных насосов из строя возможен при применении в них отдельных деталей в обычном исполнении, а также при нарушении ряда других технических условий их эксплуатации.

Практика эксплуатации подземного и наземного оборудования нефтяных скважин свидетельствует о сложной зависимости между коррозионной активностью добываемой из скважин жидкости и фактически наблюдаемой коррозией оборудования. Часто потенциально агрессивная система нефть—вода—газ из-за действия одного или нескольких неучтенных факторов может оказаться неагрессивной, и наоборот, слабоагрессивная среда при изменении условий добычи нефти и, следовательно, преимущественном проявлении других факторов может быть весьма коррозионно-активной.

На скорость и распределение коррозии подземного и наземного оборудования скважин оказывают влияние следующие факторы:

- тип скважины и способ добычи нефти;
- производительность и режим движения в скважине газожидкостной смеси;
- давление на забое и устье скважины и распределение температуры по

ее стволу;

-уровень жидкости и состав газовой среды в кольцевом (затрубном) пространстве скважины;

-состав и свойства добываемой нефти;

-состав и свойства извлекаемой вместе с нефтью пластовой воды;

-состав и свойства попутного нефтяного газа и содержание в нем коррозионно-активных примесей (сероводорода, CO_2 и др.);

-соотношение нефти и воды в добываемой продукции и характер распределения этих фаз друг в друге;

-образование защитных пленок на металлической поверхности из органического и неорганического материала (парафин, смолы, сульфид железа, карбонаты кальция, магния и железа),

наличие абразивных частиц в потоке жидкости (песок, сульфид железа, кристаллы солей, глина и др.);

-проявление жизнедеятельности бактерий

Прежде чем рассмотреть характер влияния каждого из указанных факторов на коррозионную активность системы, следует классифицировать все добываемые в стране нефти на две основные группы: содержащие и не содержащие сероводород. Очевидно, при прочих равных условиях потенциально агрессивными в первую очередь будут сероводородсодержащие нефти. В нефти, где сероводород отсутствует, коррозионная активность, хотя и может изменяться в довольно широких пределах, все же не достигает той степени агрессивности, которая характерна для сероводородсодержащей нефти.

Принятый при разработке и эксплуатации месторождений способ добычи нефти и используемые для этого типы скважин (фонтанные, газлифтные или глубиннонасосные) оказывают глубокое и разнообразное влияние на структуру газожидкостного потока и, следовательно, коррозионную активность добываемой из этих скважин смеси. В фонтанных скважинах, где нефть добывается, как правило, безводной или относительно

малообводненной, распределение дисперсных фаз (нефти, воды и газа) друг в друге подчиняется ряду определенных закономерностей, характерных именно для этих скважин. Например, благодаря различной относительной скорости движения нефти, воды и газа по отношению друг к другу в нижней части фонтанирующей скважины обводненность нефти водой больше, чем в верхней. В газлифтных скважинах структура потока и агрессивность извлекаемой из пласта жидкости в значительной степени зависит от состава и свойств сжатого газа или воздуха, подаваемого для подъема нефти.

В глубиннонасосных скважинах поток жидкости в зависимости от применяемого насоса (штангового или ЭЦН) может иметь циклический или равномерный характер, что определяет различную степень распределения и устойчивость дисперсных фаз в добываемой смеси. Применение периодического или одновременно-раздельного способов эксплуатации, с одной стороны, определяет выбор типа и конструкции скважины, а с другой - различную структуру и агрессивность извлекаемой из продуктивного пласта жидкости

В значительно большей степени структура и режим движения газожидкостной смеси в скважине зависят от ее производительности и газонасыщенности потока. В связи с этим различают структуры трех типов:

-эмульсионная (пенная) - характеризуется более или менее равномерным распределением мелких пузырьков газа в жидкости,

-стержневая - здесь основная масса газа движется по центру трубы сплошным потоком (стержнем), а поднимаемая из скважины жидкость прилегает к стенкам труб в виде тонкого слоя

Наряду с указанными структурами существуют и другие, промежуточные. В реальных условиях при движении газожидкостной смеси могут существовать одновременно все три структуры, которые последовательно распределяются по стволу скважины. Газожидкостной поток с эмульсионной (пенной) структурой характерен, как правило, для высокодебитных (фонтанных) скважин, а с четочной структурой - для

малодебитных скважин со сравнительно невысокими газовыми факторами.

Изменение давления и температуры по стволу скважины сопровождается изменением структуры и физико-химических свойств газожидкостного потока. Известно, что по мере снижения давления поднимающейся по стволу скважины жидкости из нее выделяется газ и понижается температура смеси. Понижение температуры жидкости способствует образованию и выпадению внутри подъемных труб (НКТ) парафинистых отложений, что изменяет условия контакта металлической поверхности с потоком жидкости (т. е. коррозию труб). Понижение температуры внешней поверхности подъемных труб приводит к конденсации на этих трубах двухфазной жидкости, выпадающей из газовой среды, которая заполняет кольцевое пространство скважины. Если эта среда содержит агрессивные примеси (сероводород, CO_2 или кислород), то насосно-компрессорные трубы подвергаются сильной коррозии.

Аналогичное явление можно наблюдать и на внутренней поверхности обсадных труб. Правда, здесь изменение температуры уже связано с влиянием окружающих обсадную колонну подземных пластов. И, наконец, на развитие коррозии насосно-компрессорных и обсадных труб в кольцевом пространстве скважин большое влияние оказывает уровень скапливающейся здесь нефти, а также состав и свойства выделяющегося из нее газа. Большая или меньшая высота нефти в скважине, площадь контакта агрессивной среды с металлической поверхностью обсадных и насосно-компрессорных труб определяют ту или иную степень коррозионного разрушения подземного оборудования скважины.

С темпами накопления и удаления газа из межтрубного пространства скважины связаны периодические прорывы газа к башмаку (низу) фонтанных труб, что сопровождается резким понижением забойного давления и, следовательно, нарушением равномерности движения потока жидкости в скважине. Если в добываемой продукции имеются абразивные примеси (песок, кристаллы солей), то пульсирующая работа скважины может вызвать

эрозионный износ или образование пробок в подъемных трубах.

Состав и свойства добываемой из скважин нефти оказывают сильное влияние на агрессивность газожидкостной смеси. При этом, как было указано ранее, дело заключается не столько в агрессивном воздействии на металлическую поверхность самой нефти, сколько в совокупном влиянии неполярной фазы и содержащихся в ней поверхностно-активных веществ на коррозионные свойства водонефтяной смеси в целом.

Пластовые воды нефтяных месторождений представляют собой высококонцентрированные растворы солей (преимущественно хлористого натрия и кальция) и обладают нейтральным рН. Если в них отсутствуют сероводород или кислород, пластовые воды оказывают, как правило, слабое коррозионное воздействие на металлическое оборудование скважин. При наличии сероводорода или попадании в воду кислорода из различных источников их коррозионная активность резко возрастает. В зависимости от содержания в пластовых водах коррозионно-активных агентов процесс коррозии металлов в этих электролитах протекает с водородной или кислородной деполяризацией. Вопрос о коррозионной активности пластовых вод, извлекаемых вместе с нефтью, следует рассматривать исходя из того, являются они в системе нефть-вода диспергируемой фазой или дисперсионной средой.

Из многих факторов, оказывающих влияние на коррозионную активность системы нефть-вода, важнейшим является соотношение воды и нефти. Ряд исследователей считает, что агрессивность добываемой нефти постепенно растет с повышением содержания в ней воды. Имеются данные, что одному и тому же соотношению воды и нефти соответствует различная коррозионная активность системы. До сих пор не установлено, какое соотношение воды и нефти отвечает максимально возможной агрессивности системы и существует ли критическое соотношение между водой и нефтью, после которого коррозионная активность продукции скважины начинает резко возрастать.

Вопрос о коррозионном поведении газожидкостной смеси, которая содержит в качестве отдельной фазы минерализованную воду, представляет большой теоретический и практический интерес, поскольку на нефтепромыслах чаще всего приходится встречаться с движением трехфазных смесей (нефть, вода, газ). Как уже указывалось, эта многокомпонентная система поднимается по скважине и транспортируется по нефтесборным коллекторам в виде эмульсионной структуры, характеризующейся, как и всякая эмульсия, дисперсностью, устойчивостью во времени и скоростью коалесценции (расслоения фаз). С точки зрения коррозии, нас в первую очередь интересуют физико-химические свойства нефтяных эмульсий, возникающих при совместном движении в скважине воды и нефти.

Нефтяные эмульсии принадлежат к группе так называемых лиофобных дисперсных систем, характеризующихся относительно небольшой степенью дисперсности, поэтому они термодинамически агрегативно неустойчивы во времени. В противоположность им лиофильные эмульсии характеризуются высокой степенью дисперсности и являются поэтому термодинамически устойчивыми равновесными системами.

По характеру распределения несмешивающихся фаз нефтяные эмульсии относятся к эмульсиям обратного типа В/М: полярная фаза (вода) распределена в неполярной среде (нефти). Эмульсии типа В/М легко смешиваются с неполярной средой (нефтью), избирательно смачивают гидрофобную поверхность и не обладают заметной электропроводностью. По содержанию дисперсной фазы в дисперсионной среде водонефтяные эмульсии принадлежат к концентрированным полидисперсным эмульсиям, в которых соотношение фаз может колебаться от 1% воды до 1% нефти.

Один из важных показателей водонефтяных эмульсий - их агрегативная устойчивость, которая определяется временем, необходимым для разделения системы на две несмешивающиеся фазы. Устойчивость водонефтяных эмульсий колеблется в широких пределах и в зависимости от их свойств составляет период от нескольких секунд до нескольких лет.

Наиболее важными факторами устойчивости нефтяных эмульсий являются: концентрация в системе эмульгаторов, стабилизирующих капельки воды в нефти, образование на границе раздела фаз адсорбционно-сольватных слоев и улучшение их структурно-механических свойств. Согласно имеющимся представлениям, стабилизация водонефтяных эмульсий осуществляется за счет сильно-поверхностно-активных веществ (нефтяных и жирных кислот, низших смол), слабо-поверхностно-активных веществ (асфальтенов, асфальтогеновых кислот, высших смол), твердых веществ минерального и органического характера (парафины и церезины, твердые смолистые частицы и др.).

Исследования состава природных эмульгаторов показали, что они состоят в основном из асфальтенов, смол, парафинов и церезинов, порфиринов, углистых частиц, металл- и крем-нийорганических соединений. Принято считать, что стабилизаторами нефтяных эмульсий типа В/М являются органические вещества, находящиеся в нефти в коллоиднодиспергированном состоянии. В последнее время особая роль в качестве природных стабилизаторов нефтяных эмульсий для большинства нефти Поволжья, Урала и Западной Сибири отводится асфальтенам и смолам. Исследованиями установлено, что стабилизация водонефтяных эмульсий осуществляется асфальтенами в определенной степени коллоидной дисперсности определяемой содержанием в нефти ароматических соединений и группы веществ, называемых дефлокулянтами асфальтенов. К ним относятся нафтеновые и асфальтогеновые кислоты, порфириновые комплексы металлов, а также полярные, малополярные и биполярные компоненты нефти. Для высокопарафинистой нефти основными стабилизаторами нефтяных эмульсий являются микрочастицы парафина и церезина. Таким образом становится ясной определяющая роль поверхностно-активных соединений, входящих в состав высокомолекулярной части нефти, в образовании и стабилизации водонефтяных эмульсий, а также в формировании физико-химических и коррозионных свойств системы нефть-вода-газ.

С ростом содержания в нефти воды и при сохранении постоянной степени дисперсности эмульсии число капелек воды в ней резко возрастает. Например, в 1 л 1%-ной эмульсии число глобул воды может достигнуть порядка триллиона, а общая площадь поверхности раздела составить десятки квадратных метров. Очевидно, для стабилизации такой разбитой границы раздела необходимо иметь в нефти достаточное количество стабилизаторов. Если принять, что содержание стабилизаторов эмульсии в высокомолекулярной части нефти является величиной постоянной для данной нефти, то, очевидно, с ростом водонефтяного отношения относительная концентрация стабилизаторов в системе будет уменьшаться. Можно себе представить такое положение, когда концентрация эмульгаторов в системе будет недостаточной для стабилизации всей содержащейся в нефти воды. В этом случае водонефтяная эмульсия становится неустойчивой и разделяется на две несмешивающиеся жидкости, выделяя пластовую воду в качестве отдельной фазы. Следует еще иметь в виду, что стабилизаторы ВНЭ являются типичными поверхностно-активными величинами и могут поэтому адсорбироваться из нефти не только на жидких, но и на твердых границах раздела, например, в кристаллах парафина, частичках глины и песка, металлической поверхности труб.

Таким образом, выделение из газожидкостной смеси водной фазы обусловлено в основном снижением агрегатной устойчивости водонефтяных эмульсий за счет увеличения содержания в них воды и недостатка стабилизаторов для сохранения устойчивости этих эмульсий. Что же касается конкретных величин водонефтяного отношения, при которых становится возможным определение водной фазы из систем, это зависит от множества факторов кинетического и физико-химического порядка, связанных со свойствами и составом нефти и воды, условиями их подъема на дневную поверхность и т. д. Изучение условий образования и устойчивости эмульсий может оказаться полезным для суждения о том, при каких водо-нефтяных отношениях данная система станет неустойчивой, какова будет потенциальная

агрессивность добываемой из скважин нефти. Величина водонефтяного отношения для данного месторождения, при которой система нефть-вода становится неустойчивой, может быть использована в качестве специфического параметра для характеристики и прогнозирования коррозии на нефтепромыслах.

Расслоение водонефтяных эмульсий с увеличением содержания в них воды и появление воды в качестве отдельной фазы изменяет условия смачивания металлической поверхности двумя несмешивающимися жидкостями. Становится реальной возможность изменения избирательного смачивания металлической поверхности из гидрофобной в гидрофильную и образование на металле водных прослоек той или иной толщины. Появление пленок воды на металлической поверхности - это начало развития коррозии металла в системе нефть-вода.

По мере роста содержания воды в нефти, выделения из нее водной фазы и, как следствие всего этого, сдвига избирательного смачивания металлической поверхности в гидрофильную сторону замедляется (иногда совершенно прекращается) процесс парафинизации нефтепромысловых коммуникации. Таким образом, снижение устойчивости водонефтяных эмульсий и выделение воды из системы приводит, с точки зрения коррозии, ко многим отрицательным явлениям, в том числе к предотвращению отложения на металлической поверхности парафина, который играет роль своеобразной механической защиты металла от агрессивного действия среды.

Известно, что с ростом объема закачиваемых в пласт пресных вод происходит опреснение пластовых вод. Это приводит к изменению состава и свойств извлекаемых с нефтью вод и к нарушению их химического равновесия. В этих условиях возможно выпадение на металлической поверхности труб неорганических осадков. В их состав входят в основном карбонат кальция, сульфат кальция и (или) сульфат бария, а также органические примеси из нефти. Казалось бы, что выпадение осадков из пластовых вод и накопление их на поверхности труб является благоприятным

фактором для коррозии. Однако отложение осадков в трубах носит неконтролируемый характер, они с большим трудом удаляются с металлической поверхности. Борьба с отложением осадков внутри подземного оборудования скважин является серьезной и еще не решенной проблемой в нефтяной промышленности.

Влияние на агрессивность газожидкостного потока таких факторов, как присутствие в нефти абразивных частиц (песок, кристаллы солей, продукты коррозии), а также бактерий, способных генерировать в среде сероводород, по-видимому, не требует здесь особых пояснений. Эти вопросы будут подробно рассмотрены при обсуждении коррозии металлов в пластовых (сточных) водах [2].

1.1.2 Понятие о коррозии металлов и классификация

Коррозия металлов - самопроизвольное разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней средой. Коррозионный процесс гетерогенный (неоднородный), протекает на границе раздела металл - агрессивная среда, имеет сложный механизм. При этом атомы металла окисляются, т.е. теряют валентные электроны, атомы переходят через границу раздела во внешнюю среду, взаимодействуют с ее компонентами и образуют продукты коррозии. В большинстве случаев коррозия металлов по мере протекания идет неравномерно по поверхности, имеются участки, на которых возникают локальные поражения. Некоторые продукты коррозии, образуя поверхностные пленки, сообщают металлу коррозионную стойкость. Иногда могут появляться рыхлые продукты коррозии, имеющие слабое сцепление с металлом. Разрушение таких пленок вызывает интенсивную коррозию обнажающегося металла. Коррозия металла снижает механическую прочность и меняет другие свойства его. Коррозионные процессы классифицируют по видам коррозионных разрушений, характеру взаимодействия металла со средой, условиям протекания.

Коррозия бывает сплошная, общая и местная. Сплошная коррозия протекает по всей поверхности металла. При местной коррозии поражения локализируются на отдельных участках поверхности.

Общая коррозия подразделяется на равномерную, неравномерную и избирательную (рисунок 1.2).

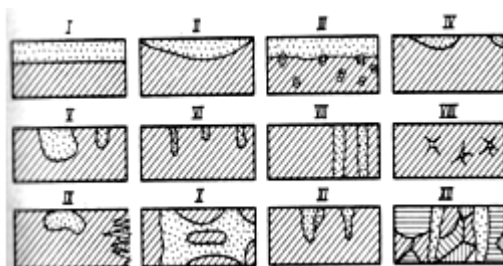


Рисунок 1.2 - Характер коррозионных разрушений:

I - равномерное; II - неравномерное; III - избирательное; IV - пятна; V - язвы; VI- точками или питтингами; VII - сквозное; VIII- нитевидное; IX - поверхностное; X - межкристаллитное; XI— ножевое; XII - растрескивание

Равномерная коррозия протекает с одинаковой скоростью по всей поверхности металла; неравномерная - на различных участках поверхности металла с неодинаковой скоростью. При избирательной коррозии разрушаются отдельные компоненты сплава.

При коррозии пятнами диаметр коррозионных поражений большой глубины. Для язвенной коррозии характерно глубокое поражение участка поверхности ограниченной площади. Как правило, язва находится над слоем продуктов коррозии. При точечной (питтинговой) коррозии наблюдаются отдельные точечные поражения поверхности металла, которые имеют малые поперечные размеры при значительной глубине. Сквозная — это местная коррозия, вызывающая разрушение металлического изделия насквозь, в виде свищей. Нитевидная коррозия проявляется под неметаллическими покрытиями и в виде нитей. Подповерхностная коррозия начинается с поверхности и преимущественно распространяется под поверхностью

металла, вызывая его вспучивание и расслоение.

При межкристаллитной коррозии разрушение сосредоточено по границам зерен металла или сплава. Этот вид коррозии опасен тем, что происходит потеря прочности и пластичности металла. Ножевая коррозия имеет вид надреза ножом вдоль сварного соединения в сильно агрессивных средах. Коррозионное растрескивание протекает при одновременном воздействии коррозионной среды и растягивающих остаточных или приложенных механических напряжениях.

Металлические изделия в определенных условиях подвергаются коррозионно-усталостному разрушению, протекающему при одновременном воздействии на металл коррозионной среды и переменных I механических напряжений. По характеру взаимодействия металла со средой различают химическую и электрохимическую коррозии. Химическая коррозия - разрушение металла при химическом взаимодействии с агрессивной средой, которой служат не электролиты - жидкости и сухие газы. Электрохимическая коррозия - разрушение металла под воздействием электролита при протекании двух самостоятельных, но взаимосвязанных процессов - анодного и катодного. Анодный процесс - окислительный, проходит с растворением металла; катодный процесс - восстановительный, обусловлен электрохимическим восстановлением компонентов среды. Современная теория коррозии металлов не исключает совместного протекания химической и электрохимической коррозии, так как в электролитах при определенных условиях возможен перенос массы металла по химическому механизму.

По условиям протекания коррозионного процесса наиболее часто встречаются следующие виды коррозии:

- газовая коррозия, протекает при повышенных температурах и полном отсутствии влаги на поверхности; продукт газовой коррозии - окалина обладает при определенных условиях защитными свойствами;

- атмосферная коррозия, протекает в воздухе; различают три вида атмосферной коррозии: во влажной атмосфере - при относительной влажности

воздуха выше 40 %; в мокрой атмосфере - при относительной влажности воздуха, равной 100 %; в сухой атмосфере - при относительной влажности воздуха менее 40 %; атмосферная коррозия - один из наиболее распространенных видов вследствие того, что основная часть металлического оборудования эксплуатируется в атмосферных условиях;

- жидкостная коррозия - коррозия металлов в жидкой среде; различают коррозию в электролитах (кислоты, щелочи, солевые растворы, морская вода) и в не электролитах (нефть, нефтепродукты, органические соединения);

- подземная коррозия - коррозия металлов, вызываемая в основном действием растворов солей, содержащихся в почвах и грунтах; коррозионная агрессивность почвы и грунтов обусловлена структурой и влажностью почвы, содержанием кислорода и других химических соединений, рН, электропроводностью, наличием микроорганизмов;

- биокоррозия - коррозия металлов в результате воздействия микроорганизмов или продуктов их жизнедеятельности, в биокоррозии участвуют аэробные и анаэробные бактерии, приводящие к локализации коррозионных поражений;

- электрокоррозия, возникает под действием внешнего источника тока или блуждающего тока;

- щелевая коррозия - коррозия металла в узких щелях, зазорах, в резьбовых и фланцевых соединениях металлического оборудования, эксплуатирующегося в электролитах, в местах неплотного контакта металла с изоляционным материалом;

- контактная коррозия, возникает при контакте разнородных металлов в электролите;

- коррозия под напряжением, протекает при совместном воздействии на металл агрессивной среды и механических напряжений - постоянных растягивающих (коррозионное растрескивание) и переменных или циклических (коррозионная усталость);

- коррозионная кавитация - разрушение металла в результате

одновременно коррозионного и ударного воздействий. При этом защитные пленки на поверхности металла разрушаются, когда лопаются газовые пузырьки на поверхности раздела жидкости с твердым телом;

- коррозионная эрозия - разрушение металла вследствие одновременного воздействия агрессивной среды и механического износа;

- фреттинг-коррозия - локальное коррозионное разрушение металлов при воздействии агрессивной среды в условиях колебательного перемещения двух трущихся поверхностей относительно друг друга;

- структурная коррозия, обусловлена структурной неоднородностью сплава; при этом происходит ускоренный процесс коррозионного разрушения вследствие повышенной активности какого-либо компонента сплава;

- термоконтактная коррозия, возникает за счет температурного градиента, обусловленного неравномерным нагреванием поверхности металлах [3].

Основная причина коррозии металлов - их термодинамическая неустойчивость в обычных условиях. Металлы (за исключением благородных) в естественных условиях находятся в виде окислов, т.е. в земной коре металлы входят в состав химических соединений (руд).

Возможность протекания процесса коррозии и стремление металла, к самопроизвольному окислению зависит от степени его термодинамической неустойчивости в конкретных условиях, т.е. от величины изменения термодинамического (изобарно-изотермического) потенциала ΔG данного процесса. Эта величина - мера превращения потенциальной химической энергии в полезную работу данного химического процесса (например, в гальванических источниках тока в электрическую работу). Знак Δ свидетельствует о том, что от величины G в конечном (окисленном) состоянии отнимается значение ее в начальном состоянии. Если при протекании химической или электрохимической реакции термодинамический потенциал возрастает $\Delta G > 0$, то самопроизвольный процесс невозможен, а если убывает $\Delta G < 0$, то самопроизвольный процесс возможен.

При неизменности термодинамического потенциала ($\Delta G = 0$) система находится в равновесии. Это означает, что в процессе самопроизвольного окисления металла (коррозии) скорости реакций окисления и восстановления металла равны. Какое число атомов металла за единицу времени окислилось (потеряло валентные электроны и перешло в виде положительно заряженных катионов в электролит), такое же число ионов металла восстановилось из электролита в кристаллическую решетку металла, получив недостающие электроны от электрода (металла).

Окисление металла в электролитах называют анодной реакцией ионизации металла, а обратную - катодной реакцией восстановления. Обозначая соответственно их скорости, т.е. скорости потока переноса массы ионов через единицу площади граничной поверхности в единицу времени, i_a и i_k , получаем в равновесном состоянии $i_a = i_k$ и отсутствие коррозии (некомпенсированного переноса массы металла в среду). Важно, что в процессах переноса массы и электрических зарядов через границу раздела металл - электролит при равновесном (обратимом) состоянии происходит полный баланс переноса как по массе, так и по зарядам.

Следовательно, при этом не изменяются масса электрода и его заряд. Нарушение равновесия в каком-либо одном из двух направлений приведет к окислению или, наоборот, восстановлению металла.

При анализе электрохимических процессов на электроде, погруженном в электролит, величина термодинамического потенциала характеризуется однозначно связанной с ней величиной скачка равновесного (обратимого) электрического потенциала на границе металл - электролит

$$\Delta\phi_0 = \Delta G/zF$$

где z - валентность иона металла; F - число Фарадея.

Это выражение получено из условия равенства работы, произведенной химическими силами ($-\Delta G$) в реакции окисления одного моля металла, работе, производимой электрическими силами при восстановлении одного моля металла. Повышение потенциала электрода выше равновесного (обратимого)

приведет к сдвигу равновесия в сторону анодной реакции окисления, снижение потенциала ниже равновесного сдвинет в сторону катодной реакции восстановления.

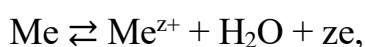
Появление электрических сил и скачка электродного потенциала границе металл - электролит вызвано переносом зарядов (катионов) из металла в прилегающую область электролита, которая совместно с оставшимися в электроде избыточными электронами образует обкладки двойного электрического слоя, внутри которого действует электрическое поле, направленное из электролита в электрод и стремящееся возратить катионы металла из электролита в электрод. По мере накопления катионов в электролите устанавливается динамическое равновесие, характеризуемое величиной плотности тока обмена катионами: $i_o = i_a = i_k$. Для большинства металлов, погруженных в водные растворы, эта величина находится в пределах от 10^{-8} до 10^{-5} А/см².

Если бы при погружении идеального металлического электрода электролит на границе раздела всегда протекал только процесс ионизации - восстановления данного металла, то всегда достигалось бы равновесное (обратимое) состояние, достаточное для формирования двойного электрического слоя. Однако в большинстве случаев на поверхности реальных электродов одновременно протекают процессы с участием посторонних ионов, что препятствует установлению равновесного состояния и вызывает некомпенсированный перенос массы металла из электрода в электролит, т.е. коррозию. При этом потенциал электрода будет уже неравновесным (необратимым), и что величина будет зависеть не только от обмена электрода с электролитом собственными ионами металла, но и от реакций с участием ионов металла, но и от реакций с участием ионов других веществ. При неравновесном состоянии может быть достигнут баланс между электродом и электролитом в обмене электрическими зарядами, но будет нарушен баланс по массе, так как часть восстанавливающихся ионов металла может быть заменена другими ионами и анодный процесс ионизации металла станет

превалировать над катодным. Соответствующее значение устанавливающегося необратимого (неравновесного) потенциала называется стационарным потенциалом или потенциалом коррозии металла.

Рассмотрим простейший пример растворения металла в водном растворе кислоты, предполагая, что в процессе участвуют два вида ионов электролита - металла и водорода по реакциям:

- катодной



-анодной



где Me - атом металла в твердом электроде; e - электрон ; Надс - атом водорода, адсорбированный на электроде; Me^{z+} - ион металла в электролите; H^+ - ион водорода в электролите.

Обозначим скорости анодной $i_{\text{Me а}}$ и $i_{\text{Me к}}$ и катодной $i_{\text{На}}$ и $i_{\text{Нк}}$ реакций. При отсутствии в электролите ионов водорода протекает только обратимая катодная реакция, и устанавливается равновесие $i_{\text{Me а}} = i_{\text{Me к}} = i_0$ при отсутствии потери массы металла, а электрод приобретает равновесный (обратимый) потенциал, который зависит от концентрации катионов металла в электролите по уравнению Нернста

$$\varphi = \varphi_0 + \frac{RT}{zF} \ln a_{\text{Me}^{z+}}$$

где R - газовая постоянная; T - абсолютная температура; $a_{\text{Me}^{z+}}$ -

активность ионов металла в электролите; ϕ_0 - стандартный электродный потенциал (обратимый потенциал при $a_{Me^{z+}} = 1$).

Если одновременно протекают катодная и анодная реакции, то равновесие по ионам металла нарушается и устанавливается неравновесный стационарный потенциал электрода, устойчивый во времени, значение которого определяют из условия равенства сумм скоростей анодных и катодных реакций (балансовое уравнение)

$$i_{Me\ a} + i_{Na} = i_{Me\ k} + i_{Hk}$$

Это условие означает, что при стационарном потенциале достигнут баланс зарядов, т.е. в стационарном состоянии не происходит накопления зарядов в электроде и в электролите, но в то же время может быть нарушен баланс по массе металла.

Из уравнения сумм скоростей реакций видно, что если $i_{Na} < i_{Hk}$, то имеем $i_{Me\ a} > i_{Me\ k}$ и преобладает анодная реакция окисления металла. Следовательно, потеря массы электрода будет происходить в том случае, если анодный процесс реализуется ионами металла, а катодный - ионами водорода или другими ионами и молекулами раствора, которые в таком случае принято называть деполяризаторами. Чем больше разница величин в неравенстве $i_{Na} > i_{Hk}$, тем выше скорость коррозии $i_{кор} = i_{Me\ a} - i_{Me\ k}$. Иными словами, чем выше способность деполяризатора присоединять электроны из электрода, т.е. катодно восстанавливаться, тем интенсивнее коррозия.

Термодинамическая эффективность деполяризатора характеризуется величиной равновесного (обратимого) потенциала соответствующий электрохимической реакции окисления - восстановления деполяризатора. Чем более положителен этот потенциал, тем выше способность деполяризатора отбирать электроны у электрода, осуществляя катодную реакцию в коррозионном процессе и вытесняя из нее катионы металла.

Балансовое уравнение показывает, что потеря массы электрода происходит в том случае, если установившийся неравновесный стационарный потенциал $\varphi_{\text{стац}}$ будет ниже равновесного (обратимого) потенциала $\varphi_{\text{Но}}$ окислительно-восстановительной реакции деполяризации, чтобы существовало неравенство $i_{\text{Нк}} > i_{\text{На}}$, т.е. равновесие этой реакции было сдвинуто в сторону катодного восстановления деполяризатора. Значение $\varphi_{\text{стац}}$ должно быть выше равновесного (обратимого) потенциала металла $\varphi_{\text{Мео}}$, чтобы соблюдалось неравенство $i_{\text{Ме а}} > i_{\text{Ме к}}$.

Поскольку установившийся стационарный потенциал электрода вследствие поляризации принимает значение, промежуточное между $\varphi_{\text{Мео}}$ и $\varphi_{\text{Но}}$, следует, что условие развития процесса коррозии - неравенство $\varphi_{\text{Мео}} < \varphi_{\text{Но}}$, а мерой движущей силы процесса служит разность $\Delta\varphi_{\text{кор}} = \varphi_{\text{Но}} - \varphi_{\text{Мео}}$. Действительно, в такой неравновесной системе, состоящей из двух подсистем, соответствующих реакциям, и изменение термодинамического потенциала ΔG складывается из двух частей:

$$\Delta G = \Delta G_1 + \Delta G_2 = -zF(\Delta\varphi_{\text{Мео}} - \Delta\varphi_{\text{Но}}) = -zF\Delta\varphi_{\text{кор}}$$

Поскольку термодинамическим условием самопроизвольного протекания процесса служит неравенство $\Delta G < 0$, получаем $\Delta\varphi_{\text{кор}} > 0$, т.е. должно быть $\varphi_{\text{Но}} > \varphi_{\text{Мео}}$.

Условие термодинамической возможности электрохимической коррозии - это присутствие в электролите вещества-деполяризатора, равновесный окислительно-восстановительный потенциал которого более положителен, чем у корродирующего металла.

Фактические скорости электрохимических реакций зависят от кинематических условий их протекания. Важный фактор - физическая и физико-химическая неоднородность границы раздела металл - электролит и прилегающих областей, приводящая к неоднородному (гетерогенному) распределению на поверхности металла анодных и катодных реакций с

образованием областей преимущественного развития анодной или катодной реакции. Эти области могут быть разделенными в течение коррозионного процесса перемещаться на поверхности металла, хотя в принципе возможно и совмещение этих реакций на одной площади.

Разделение катодных и анодных процессов с четко выраженными анодами и катодами позволяет определить скорость коррозии с помощью модели коррозионного гальванического элемента (катод-анод). Но при совмещении этих реакций (гомогенный механизм коррозии) такая модель недостаточна и необходимо использовать уравнения электрохимической кинетики.

На практике встречается гетерогенная электрохимическая коррозия технических сплавов, поэтому рассмотрим подробнее модель коррозионного гальванического элемента [4].

1.1.3 Коррозионный гальванический элемент

При электрохимической коррозии протекают два процесса - катодный и анодный, которые образуются на различных участках металлической поверхности. При этом катодные и анодные участки пространственно разделены (локализованы).

Локализация анодных и катодных участков вызывается неоднородностью: присутствием в металле незначительных примесей, структурных составляющих сплавов; неравномерным распределением собственных ионов металла, ионов водорода, кислорода и др. возле корродирующей поверхности; неравномерным нагревом различных участков поверхности и наложением внешнего электрического поля; неоднородностью поверхности металла, обусловленной дефектами защитных пленок, продуктов коррозии неравномерной деформацией, неравномерностью приложенных внешних нагрузок.

В общем случае локализация процессов происходит на участках, отличающихся физическими и химическими свойствами.

Модель коррозионного элемента показана на рисунке 1.3.

Выделяют три основные стадии коррозионного процесса.

1. Анодный процесс - переход ионов металла в раствор и гидратация с образованием некомпенсированных электронов на анодных участках по реакции



2. Процесс электропереноса - перетекание электронов по металлу от анодных участков к катодным и соответствующее перемещение катионов в растворе.

3. Катодный процесс - ассимиляция электронов каким-либо деполаризатором - ионами и молекулами, находящимися в растворе и способными восстанавливаться на катодных участках по реакции.

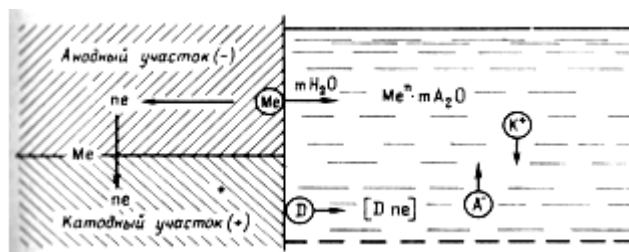
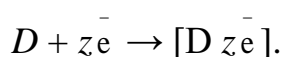
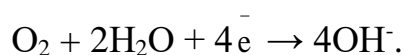
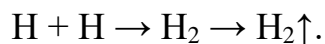
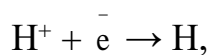


Рисунок 1.3 - Схема электрохимического коррозионного процесса

Если процесс деполаризации происходит за счет восстановления кислорода, то коррозионный процесс идет с кислородной деполаризацией



Если деполаризатором служат ионы водорода, то процесс идет с водородной деполаризацией



Особенности электрохимического процесса коррозии следующие:

- одновременное протекание катодного и анодного процессов;
- зависимость скорости коррозии, обусловленной механизмом электрохимических процессов, от электродного потенциала металла;
- возможность локализации электродных процессов на различных участках поверхности корродирующего металла, где их протекание облегчено;
- реализация материального эффекта коррозии (растворение металла) на анодных участках при локализации электродных процессов.

Контролирующий фактор электрохимической коррозии, определяющий ее скорость, - поляризация электрода - изменение разности потенциалов коррозионного элемента, приводящее к уменьшению силы тока. Поляризация тормозит скорость протекания электрохимической коррозии металлов. Основная причина поляризации - отставание электродных процессов (катодного и анодного) от перетока электронов в металле. Так, если анодный процесс отстает от перетока электронов от анода к катоду, то происходит уменьшение отрицательного заряда на поверхности электрода. Потенциал анода при этом становится положительнее. Катодный процесс отстает от поступления электронов на катод, происходит увеличение отрицательного заряда на поверхности электрода, что приводит соответственно к сдвигу потенциала катода в отрицательную сторону.

Снизить скорость коррозии можно при:

- уменьшении степени термодинамической нестабильности - сближении потенциалов катодного и анодного процессов;
- увеличении катодной поляризуемости R , приводящем к торможению катодного процесса;
- увеличении анодной поляризуемости R , приводящем к торможению

анодного процесса;

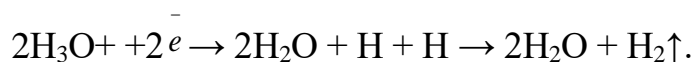
- увеличении омического сопротивления R.

Торможение коррозионного процесса по одному из указанных путей определяет вид контроля.

Различают коррозию, протекающую с катодным, анодным или омическим контролем. В практике нефтяной промышленности встречаются в основном процессы с катодным контролем.

Электродные процессы, уменьшающие поляризацию на аноде и катоде, называются процессами деполяризации, а вещества, препятствующие поляризации, - деполяризаторами. На практике встречаются и в основном процессы коррозии с кислородной и водородной деполяризацией.

При коррозии с водородной деполяризацией на катоде протекает реакция разряда ионов гидроксония по схеме

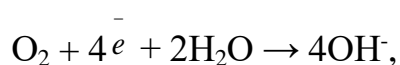


Катодный процесс водородной деполяризации состоит из: диффузии ионов гидроксония к катоду с последующим их разрядом и образованием водородных атомов, адсорбирующихся на металле; молязации водородных атомов с образованием молекулярного водорода, который, в свою очередь, диффундирует и переносится конвекцией от катодных участков в раствор. Часть адсорбированных атомом водорода диффундирует в металл, вызывая явление водородного охрупчивания.

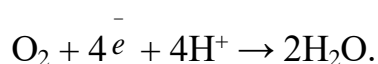
Процессы водородной деполяризации характерны в основном для технологических процессов, протекающих в кислых средах.

Коррозия с кислородной деполяризацией - наиболее распространенный процесс, так как по этому механизму корродируют металлы в водных средах, влажной атмосфере, почве. Катодный процесс кислородной деполяризации заключается в ионизации кислорода на катоде. Причем в зависимости от pH

среды будут различными конечные продукты ионизации. При $\text{pH} > 7$ ионизация кислорода на катоде протекши по схеме



при $\text{pH} < 7$ — по схеме



Катодный процесс коррозии с кислородной деполяризацией имеет последовательные стадии: прохождение кислорода через поверхность раздела воздух-электролит; перенос растворенного молекулярного кислорода в объеме электролита при механическом перемешивании, конвекции и диффузии к катодным участкам поверхности; перенос кислорода в диффузионном слое; ионизация кислорода; диффузия и конвективный перенос ионов OH^- от катодных участков поверхности металла в электролит.

Коррозия зависит от нескольких факторов. Скорость электрохимической коррозии металлов существенно зависит от температуры, с ее повышением скорость растет. При нейтральных значениях pH для процесса коррозии с кислородной деполяризацией зависимость скорости коррозии от температуры носит сложный характер. Это связано с тем, что с повышением температуры уменьшается растворимость кислорода. В открытых аэрируемых системах скорость коррозии железа с ростом температуры в пределах от 293 до 353 К возрастает и далее уменьшается вследствие резкого снижения концентрации кислорода. В закрытой системе, когда кислород не может выделяться из раствора скорость коррозии железа непрерывно растет с повышением температуры.

В минерализованных средах скорость коррозии стали растет с увеличением скорости движения среды из-за усиления подачи кислорода к

металлической поверхности. В пресной воде при скорости движения среды до 0,4 м/с скорость коррозии стали заметно возрастает вследствие облегчения диффузии кислорода к металлической поверхности. С ростом скорости движения насыщенной кислородом среды до 0,8-0,9 м/с скорость коррозии снижается в результате образования пассивной пленки на металле при достаточно обильном поступлении кислорода. При дальнейшем увеличении скорости движения среды происходит разрушение защитной пленки и самого металла в результате коррозионно-эрозионных и кавитационных процессов. Скорость коррозии при этом растет.

Давление в значительной степени ускоряет электрохимическую коррозию металлов из-за повышения растворимости деполяризаторов коррозионного процесса (кислород, сероводород и др.) и появления механических напряжений в металле.

Поляризация корродирующего металла внешним постоянным током влияет на коррозионное разрушение металлов: при анодной поляризации металла (подключении его к положительному полюсу внешнего источника тока) скорость коррозии увеличивается, при катодной поляризации в большинстве случаев наблюдается защитный эффект, т.е. скорость коррозии металла уменьшается.

Скорость коррозии зависит от pH среды, возрастая по мере подкисления среды, если не происходит пассивирования металла. В нейтральных средах скорость коррозии железа слабо зависит от изменения величины pH. При возрастании pH скорость коррозии железа и стали уменьшается.

Наличие в среде микроорганизмов и продуктов их жизнедеятельности оказывает существенное влияние на характер коррозионных разрушений металлов. При микробиологической коррозии коррозионные поражения носят локальный характер, скорость коррозии достигает значительных величин.

Внутренняя электрохимическая коррозия металлов связана с природой металла, его составом, структурой, состоянием поверхности, напряжениями в

металле, а также с термодинамической устойчивостью металла и его местом в периодической системе элементов. Так, металл, нестойкий в одних условиях, в других условиях оказывается стойким. Это обусловлено тем, что протекание термодинамически возможного процесса бывает заторможено образующимися пассивными пленками, труднорастворимыми продуктами коррозии.

Термодинамическая устойчивость выше у металлов с более положительным равновесным потенциалом. Для оценки коррозионного процесса необходимо знать кинетику катодного и анодного процессов. Скорость и характер коррозии металлов в электролитах зависят структуры, состояния исходной поверхности металла, различных и воздействия механического фактора.

Тщательно отполированная поверхность металла придает ему коррозионную устойчивость в агрессивных средах, так как облегчается образование более совершенных и однородных защитных пленок, в том числе не и пассивных.

На процесс коррозии металлов оказывают влияние кристаллическая структура металлов и наличие различных структурных дефектов. Установлено, что скорость коррозии увеличивается при низкой плотности упаковки атомов и кристаллографической плоскости, неупорядоченности атомов кристаллической решетки, дефектах ее структуры. Структурная гетерогенность сплава во многом предопределяет развитие электрохимической коррозии. В отличие от однородных сплавов гетерогенной структуры менее стойки к коррозии. Скорость коррозии уменьшается, если анодная фаза гетерогенной структуры способна пассивироваться. После растворения анодной фазы в поверхностном слое сплав приобретает практически однофазную структуру. Если заметно корродирует и катодный компонент сплава, то возможно вторичное (контактное, т.е. без тока внешней поляризации) выделение благородного компонента на поверхности сплава в виде не сплошного пористого покрытия. Коррозия при этом усиливается. Величина зерна в некоторой степени влияет на скорость коррозии. При

утолщении и загрязнении границ его примесями увеличивается микроэлектрохимическая гетерогенность и может начаться процесс межкристаллитной коррозии.

Значительное число металлических изделий эксплуатируется в условиях одновременного воздействия коррозионной среды и механических напряжений. Опасность коррозионно-механического воздействия заключается в том, что при значительной скорости общей коррозии происходит полное разрушение металлического изделия. Под влиянием коррозионной среды и деформации металла возможны образование коррозионно-механических трещин, понижение предела коррозионной усталости, разрушение металла вследствие механического воздействия агрессивной среды, коррозионная кавитация и другие процессы.

1.1.4 Электрохимическая коррозия

Наиболее часто встречающиеся коррозионные разрушения оборудования нефтяной промышленности вызываются электрохимической коррозией. Механизм и закономерности электрохимической коррозии необходимо знать для целенаправленной разработки и применения противокоррозионной защиты.

1.2 Коррозия оборудования и установок по подготовке нефти, очистке и закачке сточных вод в нефтяные пласты

Подготовка нефти состоит из процессов обезвоживания, обессоливания и, если требуют конкретные условия, стабилизации. В результате этого получают два целевых продукта: товарную нефть и попутный газ, которые направляют потребителям. Вместе с тем от нефти отделяется балласт — пластовая вода (сильно минерализованный рассол), которая, смешиваясь с промывными, техническими и ливневыми водами установок по подготовке нефти, становится сточной водой. Чтобы утилизировать эту воду в районе добычи нефти (закачка в поглощающие или нагнетательные скважины), ее

подвергают специальной подготовке и очистке [5].

Для закачки в пласт широко применяют пресные (речные) воды. Если учесть, что общая потребность в закачиваемой в пласт воде значительно превышает объем получаемых на промыслах сточных вод, то с их утилизацией открывается возможность большой экономии пресных вод, что является важной составной частью охраны природных ресурсов нашей страны.

Использование сточных вод в системе заводнения ставит перед нефтяниками много сложных проблем, которые практически отсутствуют при применении пресных вод. Во-первых - необходимость обеспечения достаточно хороших фильтрационных свойств сточных вод при закачке их в продуктивные пласты, сложенные, как правило, из плотных и слабопроницаемых для воды пород. Во-вторых - коррозия оборудования и коммуникаций в системе заводнения. Она приводит к преждевременному выходу оборудования из строя, аварийным утечкам сточных вод и отравлению окружающей среды, к загрязнению перекачиваемых вод продуктами коррозии и, следовательно, ухудшению их фильтрационных показателей.

Эффективное решение указанных проблем может быть обеспечено в основном использованием рациональной технологии подготовки нефти и воды на промыслах. Поскольку физико-химические, технологические и коррозионные свойства подготовленных к закачке сточных вод в значительной степени зависят от принятой технологии подготовки нефти и воды, их целесообразно рассматривать совместно, тем более что процессы подготовки нефти и воды на промыслах сейчас, как правило, территориально объединены в единый комплекс.

В настоящее время на нефтепромыслах страны для подготовки нефти наибольшее распространение получили термохимические и электрические методы. При сильной обводненности нефти для более полного использования отработанного деэмульгатора нефть предварительно отстаивают и частично удаляют из нее воду, что облегчает последующую работу обезвоживающих установок. На многих нефтепромыслах для сброса максимально возможного

количества воды из нефти на участке сбора (в нефтяных коллекторах и групповых установках) вводят в нее некоторое количество реагента-деэмульгатора [6].

Технологический процесс обезвоживания нефти схематически выглядит следующим образом. Нефть, собранная на промысле, поступает в сырьевые резервуары или резервуар предварительного отстоя. В нем для лучшего разделения эмульгированной в нефти воды в нижней его части поддерживают слой подогретой воды, содержащей остаточное количество деэмульгатора из установок по подготовке нефти. Отделившуюся при отстое воду из нефти постоянно сбрасывают в канализацию, а частично обезвоженную нефть направляют для подогрева в теплообменники. По пути в нефть вводят требуемое количество деэмульгатора (обычно он дозируется на всю нефтеводяную смесь из расчета 40-120 г/т). Для обезвоживания и обессоливания нефть подогревают до плюс 40 – плюс 60°С. Если для подготовки нефти требуется более высокая температура, ее подогревают в паровых теплообменниках или трубчатых огневых печах. Затем нефть подают в отстойники, представляющие собою герметичные емкости (горизонтальные, вертикальные или сферические), объемом до 600 м³, где от нефти отделяется основная масса пластовой воды.

Для обессоливания (удаление из нефти остаточного количества солей) в обезвоженную нефть добавляют пресную воду. Образующаяся при этом нестойкая эмульсия растворяет оставшиеся в нефти соли. Для разрушения этой эмульсии нефть направляют на отстой в дегидраторы; в электрическом поле промышленной частоты ускоряется процесс слияния капелек эмульсии и достигается глубокое обезвоживание и обессоливание нефти (содержание солей в нефти не должно превышать 50 мг/л).

Первоначальные свойства промысловых сточных вод зависят от технологии подготовки нефти, вида применяемого деэмульгатора, физико-химических свойств пластовой воды. Последующее изменение их свойств, вызванное заметным нарушением химического равновесия, выпадением

осадков солей и возрастанием коррозионной активности, во многом определяется принятой технологией подготовки и очистки сточных вод.

На нефтепромыслах применяют различные методы очистки сточных вод, включающие механическое (гравитационное) отстаивание, фильтрацию (физико-химическое отстаивание с применением флокулянтов и коагулянтов), флотацию природным газом или воздухом, а также диспергирование нефти и взвешенных частиц в сточной воде до коллоидных размеров, позволяющих им беспрепятственно проходить через призабойную зону нагнетательных скважин.

Поиски наиболее эффективных методов и технологических схем подготовки нефти и воды продолжаются. Основная задача в отношении пластовых вод — отделить эти воды до установок по подготовке нефти, собрать их по закрытой системе без нарушения физико-химического равновесия, транспортировать и закачивать их в пласт без специальной очистки. Предложены различные варианты технологических процессов и принципиально новые технологические схемы установок. В том числе совмещенные технологические схемы Подготовка нефти и воды, в которых обработка нефти и сточной воды осуществляется по полностью закрытой системе с учетом противокоррозионной обработки и возможности смешения с пластовыми водами пресных вод.

В зависимости от состава и соотношения солей различают четыре типа пластовых вод: сульфатно-натриевые, гидрокарбонатно-натриевые, хлоридно-магниевые и хлоридно-кальциевые. Из них наибольшее распространение и нашей стране получили пластовые воды хлоридно-кальциевого типа. Так, на нефтяных месторождениях Урала и Поволжья (Татария, Башкирия, Удмуртия, Куйбышевская, Пермская, Оренбургская, Саратовская и Волгоградская области) с нефтью извлекаются пластовые воды хлоркальциевого типа. Пластовые воды нефтяных месторождений Западной Сибири относятся к гидрокарбонатно-натриевому типу.

Для пластовых вод нефтяных месторождений характерна повышенная

минерализация В их состав входят: хлориды натрия, кальция или гидрокарбоната натрия, незначительное количество сульфатов, ионы иода, брома, аммония, низшие нафтенновые кислоты, часто содержится Сероводород и другие растворенные газы.

С точки зрения коррозионной агрессивности, пластовые воды, как и нефть, должны быть разделены: на две основные категории: содержащие сероводород и не содержащие его.

По мере разработки месторождения при закачке в пласт кислородсодержащих пресных вод постепенно снижается минерализация пластовых вод. При этом в пластовых условиях нарушается химическое равновесие и, как следствие этого, часть солей выпадает в осадок. Поэтому на дневную поверхность поступает химически стабильная вода, не содержащая кислорода. При глубоком разбавлении пресной водой минерализованные воды становятся нестабильными и способны при извлечении вместе с нефтью выделять осадки карбонатов, гипса и сульфата бария. И все же, несмотря на такое большое разбавление, присутствие кислорода в них до сих пор не было обнаружено.

Коррозионная агрессивность основной массы пластовых вод изменяется главным образом в процессе подготовки нефти и очистки пластовых вод от нежелательных примесей. Благодаря этому сточные воды становятся весьма агрессивными и способны за короткий срок вывести из строя разнообразное металлическое оборудование и трубопроводы в системе заводнения [7].

1.3 Способы защиты трубопровода от коррозии

В связи с тем, что коррозия - естественный процесс, обусловленный термодинамической нестойкостью металлов в эксплуатационных условиях, срок службы металлических изделий часто бывает относительно коротким. Продлить его можно в основном четырьмя способами, которые широко используются в практике:

- изоляция поверхности металлических изделий от агрессивной среды;
- воздействие на металл с целью повышения его коррозионной устойчивости;
- воздействие на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;
- поддержание такого энергетического состояния металла, при котором окисление его термодинамически невозможно или сильно заторможено.

Первый способ носит название пассивной защиты. К нему относятся следующие методы:

- нанесение на поверхность металла слоя химически инертного относительно металла и агрессивной среды вещества с высокими диэлектрическими свойствами. Этот метод является наиболее распространенным. Он предполагает использование различного рода мастик, красок, лаков, эмалей и пластмасс, жидких в момент нанесения, а затем образующих твердую пленку, которая обладает прочным сцеплением (адгезией) с поверхностью металла. К этому методу следует отнести также и специальные методы укладки, часто используемые для защиты подземных сооружений на территории городов и заводов (например, коллекторная прокладка, при которой подземные трубопроводы располагают в специальных каналах, изолирующим слоем в данном случае является воздушный зазор между стенкой трубопровода и каналом) [8].
- обработка изделий специальными окислителями, в результате которой на поверхности металла образуется слой малорастворимых продуктов коррозии. Примером может служить образование нерастворимых фосфатов на поверхности стальных изделий (фосфатирование) или окиси алюминия на изделиях из алюминиевых сплавов;
- нанесение на изделие из малостойкого металла тонкого слоя металла, обладающего меньшей скоростью коррозии в данной среде

(например, оцинкование, хромирование или никелирование стальных изделий);

- обработка металлических изделий растворами окислителей (пассиваторов) для перевода поверхностного слоя металла из активного состояния в пассивное, при котором резко уменьшается переход ионов металла в раствор и тем самым снижается интенсивность коррозионного процесса.

Второй способ защиты – введение в металл компонентов, повышающих его коррозионную стойкость в данных условиях, или удаление вредных примесей, ускоряющих коррозию. Он применяется на стадии изготовления металла, а также при термической и механической обработке металлических деталей. Общую теорию коррозионного легирования предложил Н.Д. Томашев. Во многих случаях легирование металла, мало склонного к пассивации, металлом, легко пассивируемым в данной среде, приводит к образованию сплава, обладающего той же (или почти той же) пассивируемостью, что и легирующий металл. Таким путем получены многочисленные коррозионные сплавы, например, нержавеющие стали, легированные хромом и никелем [9].

Третий способ защиты предусматривает дезактивационную обработку агрессивной среды путем введения ингибиторов (замедлителей) коррозии. Действие ингибиторов сводится в основном к адсорбции на поверхности металла молекул или ионов ингибитора, тормозящих коррозию. К этому способу можно отнести и удаление агрессивных компонентов из состава коррозионной среды (деаэрации водных растворов, очистка воздуха от примесей и осушка его).

Обработкой коррозионной среды различными ядохимикатами достигается значительное снижение интенсивности деятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии металлов.

При борьбе с подземной коррозией осуществляется обработка агрессивного грунта с целью его гидрофобизации (несмачиваемости водой),

нейтролизации и частичной замены на менее агрессивный грунт или специальную засыпку. Последнее мероприятие может быть квалифицировано также как изоляции металла от прямого воздействия среды.

Четвертый способ носит название активной защиты. К нему относятся следующие методы:

- постоянная катодная поляризация изделия, эксплуатирующегося в среде с достаточно большой электропроводимостью. Такая поляризация, осуществляемая от внешнего источника электрической энергии, носит название катодной защиты. В некоторых случаях катодная поляризация может осуществляться не постоянно, а периодически, что дает ощутимый экономический эффект. При катодной защите изделию сообщается настолько отрицательный электрический потенциал, что окисление металла становится термодинамически невозможным;

- катодная поляризация, вызванная электрическим контактом изделия с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом, например, стального изделия с магниевой отливкой. Более электроотрицательный металл в среде с достаточно высокой электропроводностью подвергается окислению, а следовательно, разрушается. Его следует периодически заменять. Такой металл называется протектором, а метод - протекторной защитой.

К этому методу можно отнести мероприятия по борьбе с блуждающими токами, которые ведутся по двум основным направлениям: предупреждение или уменьшение возможности возникновения блуждающих токов на самом источнике тока и проведение специальных работ на защищаемом подземном сооружении. Мероприятия первого направления – обязательная, но только начальная мера. Независимо от их результатов следует проводить работы по защите самих подземных сооружений, к которым относятся использование высокоизолирующих совершенных покрытий, устройство электрических экранов, установка изолирующих соединений (фланцев) на трубопроводах, укладка трубопроводов в

подземных коллекторах и каналах, электродренажная защита, катодная поляризация и др.

- анодная поляризация, которая в некоторых случаях способствует поддержанию пассивного состояния металла в средах, не пассивирующих металл и являющихся весьма агрессивными.

К способам защиты от коррозии часто относят использование неметаллических материалов, обладающих высокой химической стойкостью (асбоцемента, бетона, керамики, стекла, пластмассы и т. д.). Однако изготовление изделий из других материалов не может рассматриваться как способ защиты от коррозии – где нет металла, там нет и коррозии его [10].

1.3.1 Требования, предъявляемые к изоляционным покрытиям

К покрытиям для изоляции подземных трубопроводов предъявляются следующие требования:

- сплошность, обеспечивающая надежность покрытия (в противном случае оголяется поверхность трубопровода и возникают коррозионные элементы);

- водонепроницаемость, обеспечивающая невозможность насыщения пор покрытия почвенной влагой, что устраняет контакт электролита с металлом;

- прилипаемость (адгезия) покрытия к металлу- один из основных показателей качества изоляционного покрытия (при нарушении адгезии снижается сопротивляемость покрытия механическим воздействиям, а также проникновению под него электролита);

- химическая стойкость, обеспечивающая длительную работу покрытия в условиях наиболее агрессивных грунтов;

- электрохимическая нейтральность - отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе, в противном случае это может привести к разрушению изоляции трубопровода при электрохимической защите;

- механическая прочность, достаточная для проведения изоляционно-укладочных работ на трассе трубопровода;
- термостойкость, определяемая необходимой температурой размягчения, что важно для изоляции «горячих» трубопроводов, и температурой наступления хрупкости, что важно при проведении изоляционных работ в зимнее время;
- диэлектрические свойства, определяющие сопротивление возникновению коррозионных элементов на поверхности трубопровода и обуславливающие экономический эффект от применения электрохимической защиты;
- возможность механизации процесса нанесения изоляционного покрытия;
- недефицитность;
- экономичность (стоимость покрытия должна быть во много раз меньше стоимости сооружения).

1.3.2 Изоляционные покрытия на основе битумных мастик

Конструкция битумных покрытий сложилась в результате их длительного применения. Сначала идет слой грунтовки, получаемый при нанесении на трубу раствора битума в бензине или дизтоплива.

Он заполняет все микронеровности на поверхности металла. Грунтовка служит для обеспечения более полного контакта, а, следовательно, лучшей адгезии, между поверхностью металла и основным изоляционным слоем – битумной мастикой.

Битумные мастики представляют собой смесь тугоплавкого битума (изоляционного – БНИ-IV-3, БНИ-IV, БНИ-V; строительного – БН-70/30, БН-90/10), наполнителей (минеральных – асбеста, доломита, известняка, талька; органических – резиновой крошки; полимерных – атактического полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масел соевых, масла

зеленого, автола). Битумную мастику наносят на трубу при температуре 150 - 180° С. Расплавляя холодную грунтовку, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую адгезию изоляционного покрытия.

Для защиты слоя битумной мастики она покрывается сверху защитной оберткой (стеклохолстом, бризолом, бикарулом, оберткой ПДБ и ПРДБ). Сведения о конструкциях покрытий на основе битумных мастик приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Конструкция битумных изоляционных покрытий

Тип изоляции	Конструкция покрытия	Общая толщина, мм
Нормальный	Грунтовка, мастика (4 мм), стеклохолст (1 слой), защитная обертка	4 мм
Усиленный	Грунтовка, мастика (6 мм), стеклохолст (1 слой), защитная обертка	6 мм
Усиленный	грунтовка, мастика (3 мм), стеклохолст (1 слой), мастика (3 мм), стеклохолст (1 слой), защитная обертка	6 мм

При выборе типа и конструкции изоляционного покрытия исходят из следующих рекомендаций. Независимо от величины удельного электросопротивления грунтов усиленный тип изоляции применяется при прокладке трубопроводов диаметром 820 мм и более и на всех трубопроводах при прокладке их:

- южнее 50-й параллели северной широты;
- в засоленных, заболоченных и поливных почвах любого района страны;

- на подводных переходах и в поймах рек, а также переходах через железные и автомобильные дороги, включая примыкающие участки на расстоянии по 20 м от насыпей;
- на территориях перекачивающих станций, включая примыкающие к ним участки трубопроводов по 250 м;
- на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- на участках, где имеются блуждающие токи;
- на участках нефте- и нефтепродуктопроводов, прокладываемых параллельно рекам, каналам, озерам, а также у населенных пунктов и промышленных предприятий; включая примыкающие участки длиной 1000м.

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик применяются при температуре транспортируемого продукта не более 40° С.

1.3.3 Полимерные покрытия

Для защиты трубопроводов применяют полимерные покрытия из следующих материалов:

- полиэтиленовых изоляционных липких лент;
- поливинилхлоридных изоляционных липких лент;
- эпоксидной порошковой краски;
- напыленного полиэтилена и др.

Сведения о конструкции полимерных покрытий приведены в таблице 1.5. Тип полимерного покрытия выбирается в зависимости от температуры транспортируемого по трубопроводу продукта $t_{\text{п}}$. Порошковые полиэтиленовые покрытия применяют при $t_{\text{п}} = 70^{\circ}\text{C}$, эпоксидные – при $t_{\text{п}} = 80^{\circ}\text{C}$; полиэтиленовые липкие ленты – при $t_{\text{п}} = 70^{\circ}\text{C}$, поливинилхлоридные липкие ленты – при $t_{\text{п}} = 40^{\circ}\text{C}$. Специально для изоляции “горячих” трубопроводов разработана полимерная лента ЛЭТСАР-ЛПТ ($t_{\text{п}} = 120^{\circ}\text{C}$).

Таблица 1.5 - Конструкция полимерных покрытий

Тип защитного покрытия	Условия нанесения	Конструкция и материалы защитного покрытия	Толщина, мм (не менее)
Нормальный	Трассовые или базовые	Грунтовка полимерная или битумно-полимерная, лента полиэтиленовая изоляционная липкая, защитная обертка	1,35
Нормальный	Трассовые или базовые	Грунтовка полимерная или битумно-полимерная, лента поливинилхлоридная изоляционная липкая, защитная обертка	1,50
Усиленный	Заводские или базовые	Полиэтилен экструдированный или расплавленный на трубе из порошков для труб диаметром: <ul style="list-style-type: none"> • до 1020 мм • от 1020 до 1220 мм • 1220 мм и выше 	2,0 2,5 3,0
Усиленный	Заводские или базовые	Краска эпоксидная порошковая	0,25

Применяются и зарубежные полимерные ленты: Поликен 980-25, Плайкофлекс 440-25, Плайкофлекс 45-25 (США), Нитго 53-635, Фурукава Рапко НМ-2 (Япония). Температура их применения – не более 70о С.

Покрyтия на основе эпоксидной порошковой краски и напыленного полиэтилена изготавливаются, в основном, в заводских условиях. В настоящее время мощности по выпуску изолированных труб ограничены. Поэтому наряду с битумными широко применяются покрытия на основе липких лент. Они очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ), однако легко уязвимы – острые выступы на поверхности металла, острые камешки легко прокалывают такую изоляцию, нарушая ее сплошность. С этой точки зрения хороши покрытия на основе битумных мастик, проколоть которые достаточно сложно. Однако с течением времени битумные мастики “стареют”: теряют эластичность, становятся хрупкими, отслаиваются от трубопроводов.

1.3.4 Новые типы изоляционных покрытий

Так как выше приведенные изоляционные покрытия имеют ряд недостатков, для изоляции своего трубопровода я выбираю

комбинированный метод, т. е. конструкцию изоляционного покрытия типа "Пластобит", лишенную указанных недостатков. Этот метод был разработан ВНИИСТнефтью (ныне ИПТЭР).

Покрытие представляет собой комбинацию битумного и пленочного покрытий: на слой грунтовки наносится битумная мастика толщиной 3-4 мм, которая сразу же обматывается поливинилхлоридной пленкой без подклеивающего слоя. Величина нахлеста регулируется в пределах 3 - 6 см. В момент намотки полимерного слоя часть мастики выдавливается под нахлест, что обеспечивает герметизацию мест нахлеста.

Полимерный слой в конструкции покрытия "Пластобит" играет роль своеобразной "арматуры", которая обеспечивает независимо от срока службы сохранение целостности основного изоляционного слоя - битумного. В свою очередь, прокол полимерной пленки не приводит к нарушению целостности покрытия, т. к. слой битумной мастики имеет достаточно большую толщину. Более того, опыт эксплуатации покрытия "Пластобит" показывает, что в местах мелких сквозных повреждений полимерной части имеет место "самозалечивание", выражающееся в вытекании части мастики через это отверстие и застывание ее в виде грибка над местом повреждения.

Покрытие "Пластобит" является технологичным с точки зрения нанесения, не требует значительной перестройки применяемой до настоящего времени технологии капитального ремонта, обладает высокими защитными качествами, которые, по утверждению разработчика, не ухудшаются со временем. Другим перспективным изоляционным материалом является "Асмол". Он обладает более высокими физико-механическими свойствами (пластичность, вязкость, адгезия и др.), а также имеет низкую стоимость по сравнению с битумной мастикой. Вследствие этого и усовершенствованного процесса нанесения изоляции посредством движения асмольной камеры по трубопроводу происходит более качественное формирование слоя изоляции, что позволяет увеличить срок службы действующих трубопроводов до 35 лет и соответственно снижать

себестоимость капитального ремонта.

За рубежом все шире применяются изоляционные материалы на основе полиуретанов [10]. Полиуретаны характеризуются высокими теплоизолирующими свойствами, мало изменяющимися при изменениях температуры и влажности. Они обладают значительной твердостью при хорошей эластичности, чрезвычайно высоким сопротивлением истиранию и царапанию, биоповреждениям. Наконец, полиуретаны стойки к воде, растворам солей и обладают хорошей прилипаемостью к металлам.

В разделе 1 приведено описание процесса коррозии, причины ее образования, факторы, влияющие на скорость ее протекания. Также указаны основные способы борьбы с коррозионными процессами в нефтегазовой промышленности .

2. СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ КОРРОЗИЕЙ УСЛОВИЯХ НА «Х» НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Объектом исследования в данной работе является установка промышленной подготовки нефти месторождения ««Х»»,

принципиальная схема которой представлена на рисунке.2.1 Описание технологии УПН «Х».

Газожидкостная смесь со скважин северного и южного блоков «Х» нефтяного месторождения поступает на узел подключения Установки подготовки нефти (УПН). Для более эффективного протекания процесса отстоя воды используется ввод в обводненную нефть деэмульгаторов. Деэмульгатор дозируется в начало входного трубопровода ДУ-300 (узел подключения УПН).

Далее по двум параллельным трубопроводам Ду 300 газожидкостная смесь поступает на первую ступень сепарации в нефтегазодоразделители (НГВР V-125м³) С-1/1, С-1/2, в которых процесс обезвоживания совмещен с процессом отделения свободного газа, выделяющегося из нефти.

Выделившийся газ из сепараторов С-1/1, С-1/2 поступает в газосепаратор ГС-1 (V-16м³), где происходит отделение газа от капельной жидкости. Из ГС-1 часть газа поступает в газосепаратор ГС-2 (V-8м³), где происходит выделения остаточной капельной жидкости перед потреблением его на собственные нужды (котельная, путевой подогреватель ПП-1.6 Газотурбинная электростанция (ГТЭС) «Игол»), а часть газа на дежурные горелки факела высокого и низкого давления. Остальной газ из ГС-1 транспортируется на ГТЭС Двуреченскую.

Газожидкостная смесь в сепарационном отсеке С-1/1 и С-1/2 разделяется на газ и водонефтяную эмульсию, которая поступает в отстойный отсек. Частично обезвоженная нефть с содержанием воды до 30 % выводится из отсека через трубопровод в С-2/1(НГС), а пластовая вода отводится на очистные сооружения – резервуар вертикальный стальной РВС-3000 № 14.2.

Нефть, прошедшая предварительное обезвоживание на 1-й ступени сепарации направляется в сепаратор горячей ступени сепарации С-2/1 (V50м³), где в результате падения давления происходит дегазация нефти. Отвод газа осуществляется на факел высокого давления.

Далее из сепаратора С-2/1, жидкость для глубокого обезвоживания нефти поступает в отстойники нефти ОН-1/1, ОН-1/2 (V-100м³), где обезвоживается до остаточного содержания воды в нефти в пределах 0,5%. Пластовая вода отводится на очистные сооружения – резервуар вертикальный стальной РВС-3000 № 14.2.

Из отстойников нефти ОН-1/1, ОН-1/2 частично дегазированная нефть поступает на конечную сепарационную установку поз. КСУ-1/1, КСУ-1/2 (V100м³), представляющие собой два параллельно работающих сепаратора.

Газ, с сепараторов КСУ-1/1 и КСУ-1/2 отводится на факел низкого давления. Сепараторы КСУ установлены на высотной отметке 12 метров и предназначены для окончательной дегазации нефти и доведения ее до товарных кондиций по давлению насыщенных паров (ДНП).

На выходе из КСУ-1/1, КСУ-1/2 поток поступает в технологический резервуар РВС-5000 №15.1 , где происходит резервуарная подготовка нефти. После расслоения нефти и воды в процессе отстоя, нефть из верхнего слоя (отметки +7000 мм) самотеком подается на прием насосов внешней перекачки ЦНС 300/240. Далее через СИКНС и в напорный нефтепровод ДУ600 «Х - УПН Пионерный».

Подтоварная вода с РВС-3000 №№ 14.1, 14.2. отводится на БКНС.

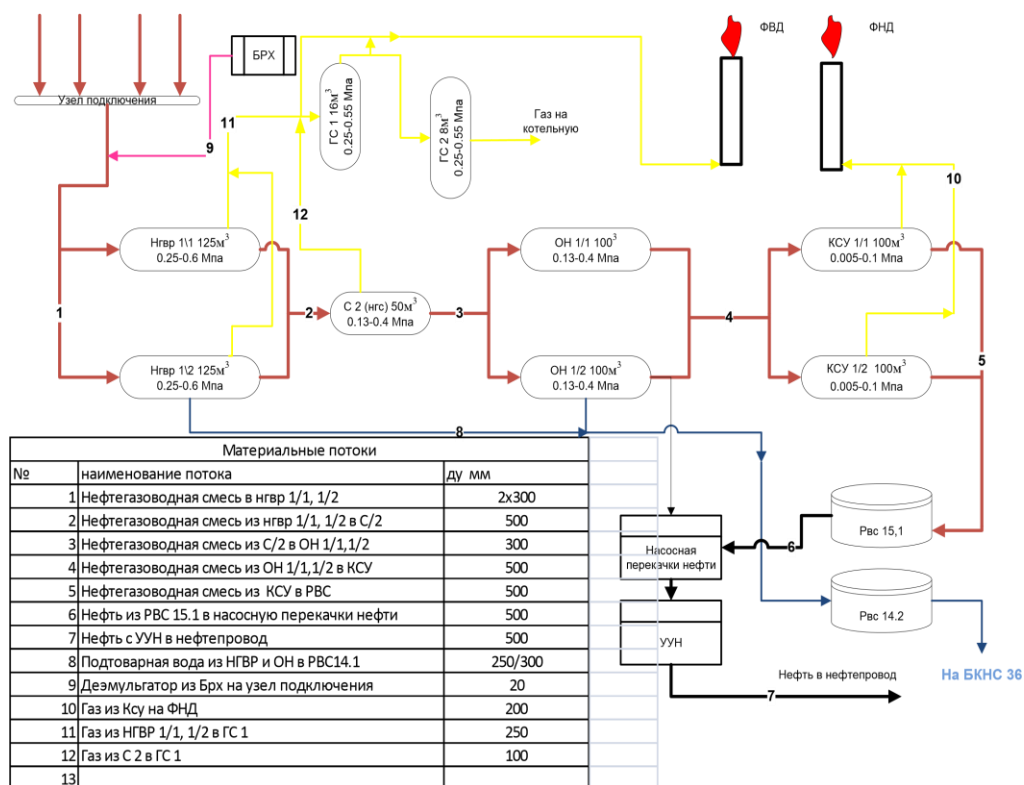


Рисунок 2.1- Технологическая схема УПН

2.1 Применение ингибиторов коррозии на «Х» месторождении

Ингибиторной защите от внутренней коррозии «Х» месторождения подлежат все нефтегазопроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы с выпадением воды в виде отдельной фазы (водного подслоя), а также транспортирующие прямую водонефтяную эмульсию («нефть в воде»), водоводы, транспортирующие пластовые и сточные воды, при условии, что скорость коррозии превышает 0,5 мм/год. В соответствии с РД 39-0147103-362-86 среды с коррозионным проникновением более 0,5 мм/год относятся к сильноагрессивным, среды с коррозионным проникновением от 0,1 до 0,5 мм/год – к среднеагрессивным.

Ингибиторная защита может применяться и для трубопроводов, транспортирующих среднеагрессивные и слабоагрессивные (коррозионное проникновение 0,01 – 0,1 мм/год) среды. Это касается трубопроводов, пролегающих в природоохранных зонах или имеющих важное хозяйственное значение, а также напорных нефтепроводов с возможным выпадением

водной фазы и остановка которых из-за аварии по причине коррозии может привести к значительным финансовым потерям. Коррозионный мониторинг, осуществляемый подрядной организацией, является обязательным мероприятием, которое следует проводить с целью оценки текущего состояния коррозионной агрессивности рабочих сред, контроля эффективности проводимых мероприятий по защите от коррозии и разработка рекомендаций по изменению технологии ингибирования и коррозионного мониторинга. Для защиты трубопроводов от внутренней коррозии допускаются ингибиторы коррозии, показавшие в ходе опытно-промышленных испытаний скорость коррозии защищаемой среды не более 0,1 мм/год и разрешенные к применению на объектах Общества. Ингибитор коррозии представляет собой химическое соединение, что при добавлении к жидкости или газа, снижает коррозионную скорость материала, обычно это металл или сплав. Эффективность ингибитора коррозии зависит от состава жидкости, количества воды и режима потока. Общим механизмом ингибирования коррозии является образование покрытия, часто пассивирующего слоя, который предотвращает доступ коррозионного вещества к металлу. Однако постоянные обработки, такие как хромирование, обычно не считаются ингибиторами. Вместо этого ингибиторы коррозии являются добавками к жидкостям, которые окружают металл или сплав.

Ингибирующая защита от внутренней коррозии подлежит трубопроводам, в которых транспортируемая жидкость стратифицируется на фазы (нефть, вода, газ), а также при транспортировке эмульсий.

Коррозионные ингибиторы в защищенной трубопроводной системе подаются с использованием оборудования БР-2,5, БР-10, БР-25, УБПР, УДПХ, УДЭ и др. В соответствии с технологическими регламентами, разработанными на основе инструкций по использованию ингибитора. Существуют следующие способы подачи ингибиторов коррозии в защищенные трубопроводы: 1. постоянная дозировка с дозированной концентрацией ингибитора в трубопроводе должна быть достаточной для

формирования и поддержания защитной пленки на металлической поверхности стальной трубы. При достаточной концентрации ингибитора на металлической поверхности образуется защитная пленка, что снижает уровень коррозии металла трубопровода до приемлемого уровня. Дозируемая концентрация ингибитора выбирается экспериментально-промышленными испытаниями и определяется в процессе применения на конкретном трубопроводе. 2. периодическое дозирование и ударные концентрации ингибитора, обладающего эффектом последействия, дозируются.

Используемые ингибиторы с этой технологией образуют защитную пленку, которая сохраняет свои защитные свойства в течение длительного времени. Временной интервал между обработками определяется экспериментальными испытаниями и указан во время применения на конкретном трубопроводе и не должен превышать время последействия используемого ингибитора. В зависимости от свойств дозировки ингибитора интервалы между повторениями могут варьироваться от одной недели до нескольких месяцев. 3. диспергированное дозирование (используется только для защиты трубопроводов систем сбора нефти). При этом способе ингибитор коррозии периодически подается в затрубное пространство нескольких скважин, расположенных в разных кустах месторождения, и одновременно непрерывно дозируется в ряд трубопроводов. В современное время применяются такие марки ингибиторов, как СНПХ-1004, НАПОР-1007, Катасол 28-5, ДОН-52, АНП-2М для ингибирования бактериальной коррозии. Для ингибирования от сероводорода СНПХ – 6301 «А», «З», «КЗ»; СНПХ – 6302 «Б»; «Нефтехим»; СНПХ – 1004; Тинкор – 1 и т.д. Анодные ингибиторы. Этот тип ингибитора коррозии действует путем образования защитной оксидной пленки на поверхности металла. Это вызывает большой анодный сдвиг, который заставляет металлическую поверхность в зону пассивации, что снижает коррозионный потенциал материала. Некоторые примеры - хроматы, нитраты, молибдаты и вольфрамат. Катодные

ингибиторы. Эти ингибиторы замедляют катодную реакцию, чтобы ограничить диффузию восстанавливающих видов на поверхность металла.

Примерами ингибиторов этого типа являются катодные яды и поглотители кислорода. Смешанные ингибитор. Это пленкообразующие соединения, которые уменьшают как катодные, так и анодные реакции.

Наиболее часто используемыми смешанными ингибиторами являются силикаты и фосфаты, чтобы предотвратить образование ржавчины. Летучие ингибиторы коррозии. Представляют собой соединения, которые транспортируются в замкнутой среде к месту коррозии путем испарения из источника. Обладая превосходными теплофизическими свойствами, будучи экологически чистым, негорючим и недорогим веществом в естественном состоянии, вода содержит достаточное количество солей. В результате наблюдается тенденция к образованию окалина, высокой коррозионной стойкости к металлам. Это отрицательно сказывается как на повседневной жизни, так и на масштабах внутри чайника, электроприборов и промышленного производства, что усложняет многие технологические процессы. Все это стало стимулом для разработки и использования ингибитора коррозии, химического соединения, которое замедляет образование коррозии и ржавчины. Современные производители ингибитора предлагают вещества как в сухой, порошкообразной форме, так и в жидком виде в виде концентрата. Производство ингибитора коррозии и защита конструкций от коррозионных процессов давно является одной из актуальных проблем для многих заводов. Этот вопрос рано или поздно приходит к инженерам с точки зрения повышения эффективности производства, сокращения аварий, простоев, сокращения затрат на ремонт и ремонтные работы. Актуальность проблемы усугубляется тем, что высокие температуры, характерные для многих технологических процессов, являются катализатором для масштабирования на внутренней поверхности оборудования и конструкций, например, стен труб. Это снижает эффективность систем в целом, повышает износостойкость отдельных

компонентов, особенно трения, снижает срок службы оборудования. Очистка или стирка конструкций не решает проблему, обработанные поверхности снова подвергаются коррозии и осаждению соли.

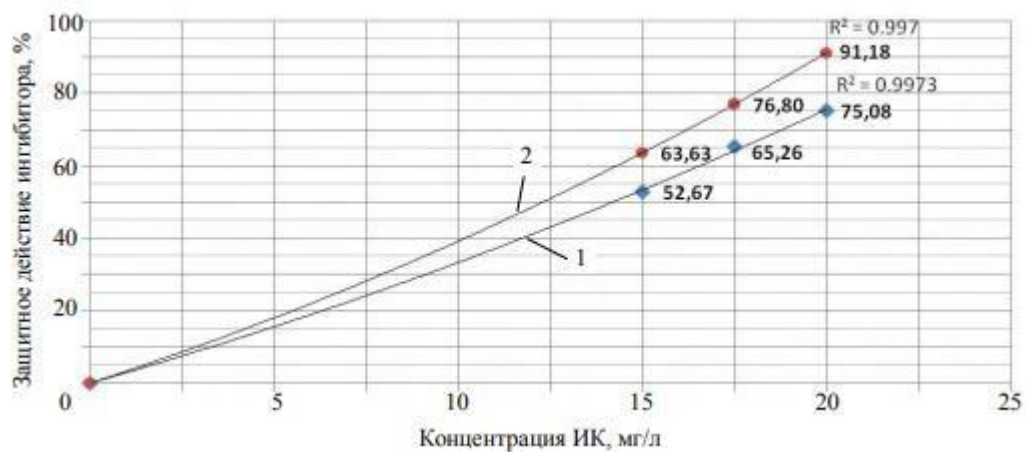


Рисунок 2.2 – Зависимость защитного действия ингибитора от его концентрации в условиях с остаточной намагниченности и без остаточной намагниченности

Коррозия также усугубляется в случае частичного покрытия поверхности металла водой: работа емкостного оборудования, полупогруженных металлических опор, трубопроводов дренажных систем, днища плавучего оборудования. Это вызвано высокой коррозионной агрессивностью водяного пара в сочетании с неэффективностью антикоррозионной защиты от воды и ее паров. Более конкретно, необходимы ингибиторы коррозии - агенты, которые защищают или удаляют ржавчину и коррозию металла с поверхности. И каждый производитель ингибиторов стремится повысить эффективность своих продуктов.

Ингибиторы марки «СП-В» научно – производственного химического предприятия «Спектропласт» г. Санкт-Петербург обеспечивают антикоррозионную защиту конструкций различных типов.

Сталь	Коррозионное проникновение, мм/год	Скорость коррозии, ПМ, г/м ² .ч	Характеристика устойчивости стали	Коррозионная активность среды
Предлагаемая I	0,010 - 0,050	0,009 - 0,045	Устойчивая	Средняя
II	0,005 - 0,010	0,0045 - 0,0090	Повышенная устойчивость	Низкая
III	0,001 - 0,005	0,0009 - 0,0045	Повышенная устойчивость	Низкая
Прототип	0,010 - 0,050	0,10 - 0,50	Пониженная	Повышенная

Таблица 2.3 - Данные коррозионных испытаний трубы из стали, погруженной в водную среду, в присутствии и отсутствии концентрата СПВ-10-0.

В свою очередь, производители ингибиторов коррозии обычно готовят растворы, которые используются в соотношении 1:1. Отличительной особенностью СП-В является его высвобождение в виде готового концентрата, который является гораздо более экономичным при использовании на предприятии.

Протяженность нефтесборных трубопроводов по данным на июль 2018 года составляет 33 км. На данный момент единственным мероприятием, направленным на снижение скорости коррозионных процессов, повышение надежности и увеличения срока службы трубопроводов, повышение экологической безопасности объектов, а также на снижение количества порывов, приводящих к увеличению расходов по обслуживанию трубопроводов (ликвидация порывов) является ингибиторная защита.

В 2008-2018 гг. идет резкое возрастание количества закаченного ингибитора, при этом повышение количества закаченного ингибитора существенно не влияет на количество порывов (что связано с не вовремя проведенными стендовыми испытаниями, по выявлению наиболее технологически эффективного и экономически выгодного ингибитора коррозии). Поэтому после 2018 года идет снижение количества закачиваемого ингибитора.

На борьбу с коррозией трубопроводов, приводящей к частым их порывам, на Первомайском месторождении затрачивают огромные финансовые и материальные средства. Но к сожалению, полностью предотвратить коррозию трубопроводов пока при существующих методах борьбы с ней невозможно.

Качественное улучшение в работе по борьбе с коррозией, по моему мнению, связано со следующими вопросами:

- разработка эффективной и гибкой технической политики борьбы с коррозией трубопроводов;
- научно-методическое обеспечение исследовательских работ;
- материально-техническое обеспечение планируемых мероприятий;

Для борьбы с коррозией трубопроводов на «Х» месторождении применяются следующие методы:

- ингибирование.

Для более результативной борьбы с коррозией трубопроводов я предлагаю использовать:

- комбинированные методы борьбы с коррозией, включающие в себя как применение ингибиторов коррозии, так и плановая замена существующих железных трубопроводов на полимерные аналоги. При этом эффективность защиты трубопроводов значительно возрастает, что влечет за собой увеличение срока службы трубопроводов и, соответственно, к снижению материальных и трудовых затрат на их обслуживание.

На данный момент существует огромный ассортимент коррозионно-стойких трубопроводов.

2.2 Трубы с внутренним покрытием

Трубы с внутренним покрытием, сварные стыки которых защищены напылёнными протекторами. На промыслах месторождений уже накоплен определённый опыт работы с такими трубами. Рассмотрение условий их эксплуатации показывает, что ускоренное появление негерметичности

наблюдается только на газлифтных направлениях. Участки трубопроводов, куда поступает продукция, скважин с механизированной добычей подвергаются коррозии в значительно меньшей степени. Следует подчеркнуть, появление негерметичностей наблюдается только в зоне сварки и зоне нанесения протектора, которая занимает расстояние по 300мм в обе стороны от сварочного шва. Для дальнейшего повышения надёжности трубопроводов с внутренним покрытием необходимо изменение способа защиты сварного соединения.

2.3 Стеклопластиковые трубы

В нефтяной промышленности имеется некоторый опыт эксплуатации стеклопластиковых труб.

Известно, что стеклопластиковые трубы не подвергаются коррозии и основными причинами появления негерметичностей при их эксплуатации являются:

- Механическое повреждение труб;
- Неправильный расчет опор при надземной прокладке.

Определённые проблемы может вызвать стыковка стеклопластиковых труб со стальными в местах переходов и соединений. Кроме упомянутых источников, как это ни выглядит странным, на внутренней поверхности стеклопластиковых труб возможно отложение твёрдых осадков, приводящих к уменьшению проходного сечения. Подобные случаи уже имели место, как при перекачки подтоварной воды, так и при транспортировки малообводнённой нефти. В первом случае осадок состоял преимущественно из песка и механических примесей, во втором – из АСПО.

2.4 Стальные трубы с повышенными эксплуатационными характеристиками

В последние годы значительный прогресс достигнут в области повышения качества изготовления стальных труб. Здесь в первую очередь

понимается повышение их коррозионных и хладостойких свойств, что достигается проведением операции термообработки труб, применением сталей с пониженным содержанием марганца (сталь 20) и небольшим содержанием хрома (до 1%). Трубы подобного типа изготавливаются на ряде российских заводов (Таганрогский, Волжский, Северский, Синарский).

Опыт эксплуатации стальных труб улучшенного качества показывает, что их коррозионная стойкость действительно выше. Но это не «коррозионно-стойкие трубы», этот термин, как известно, относится к классу нержавеющей сталей. В этой связи, коррозионная стойкость труб улучшенного качества должна сравниваться с аналогичными показателями труб, изготовленных по обычной технологии. В любом случае длительный безаварийный срок эксплуатации труб из углеродистых сталей в агрессивных средах (особенно при высокой обводнённости) может быть достигнут только при использовании комплекса средств включающих ингибиторную защиту, очистку труб от осадков и увеличение толщины стенки в разумных пределах (до 9 – 10 мм).

2.5 Гибкие трубы

Гибкие трубы были разработаны в начале 80-х годов для борьбы с коррозией трубопроводного транспорта. В основу гибких труб были заложены инженерные решения российских и французских специалистов-нефтяников, работавших в совместном Проекте по созданию шлангокабельного способа бурения глубоких скважин, с непрерывным процессом спуско-подъемных операций. Именно эти конструкции гибких бурильных труб, прошедшие в течение пяти лет суровую проверку при бурении экспериментальной глубокой скважины, и были заложены в основу конструкций труб для трубопроводного транспорта.

Конструкция гибких труб, состоящая из слоев высокопрочной стали, перемежаемых полимерными оболочками, построена с дублированием функциональных свойств, что делает ее устойчивой по отношению к перепадам температур, динамике потока транспортируемой жидкости,

подвижкам грунтов, транспортным и монтажным нагрузкам, и даже к механическим повреждениям.

Гибкие трубы работают в нефтяных компаниях России: «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ» и др. Гибкие трубы работают на месторождениях 37 НГДУ 16 нефтегазодобывающих акционерных обществ, а также на 1 нефтяном терминале на побережье Северного Ледовитого Океана. Трубы работают практически во всех климатических регионах России и стран СНГ, при температуре окружающей среды от минус 60 до плюс 50 градусов Цельсия, в том числе: в Урало-Поволжье, в Западной Сибири, в Коми, на Сахалине, в Якутии, а также в республиках Казахстан и Азербайджан.

Помимо нефтяной промышленности, гибкие трубы работают на предприятиях химической, нефтеперерабатывающей, геологии, угольной и других отраслях промышленности России.

2.6 Трубы гибкие полимерно-металлические

Гибкие полимерно-металлические трубы (ГПМТ) предназначены для прокладки наземных и подземных трубопроводов при транспортировке нефти, нефтепродуктов, нефтегазовых смесей, воды с агрессивными примесями, а также для питьевого и хозяйственного водоснабжения.

Назначение и область применения ГПМТ:

- Водоводы питьевой воды
- Водоводы пластовых сточных вод
- Нефтепроводы
- Подводные трубопроводы
- Бурение и нефтехимия
- Геологоразведка
- Коммунальное хозяйство
- Мелиорация

Трубы ГПМТ применяются при нефтедобыче, добыче жидких и газообразных полезных ископаемых в качестве высоконапорных

трубопроводов. Производство труб ГПМТ освоено в 1998 году. Трубы ГПМТ применяются на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз», «Томскнефть», «Нижневартовскнефтегаз», «Сахалинморнефтегаз». Конструкция гибкой полимерно-металлической трубы представлена на рисунке 2.4.

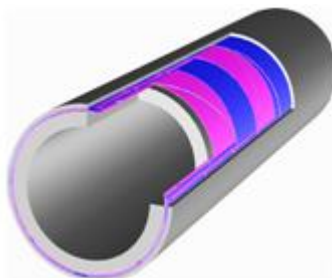


Рисунок 2.4 - Конструкция ГПМТ

Внутренняя герметизирующая оболочка выполнена из полиэтилена низкого давления и содержит вплавляемые продольные направляющие из стальной проволоки или канатного троса диаметром 3 мм. Поверх оболочки накладывается грузонесущий элемент из стальной ленты толщиной 0,6-0,8 мм. Промежуточная прослойка между металлической лентой и наружной оболочкой выполнена из липкой полихлорвинилхлоридной (ПВХ) ленты. Внешняя защитная оболочка монолитно из полиэтилена высокого давления толщиной 3 мм.

1. Внутренняя герметизирующая оболочка.
2. Двухслойный грузонесущий каркас из стальных лент с ПВХ-прослойкой.
3. Дополнительная ПВХ-оболочка.
4. Внешняя защитная оболочка.

ЗАО «ОМСКВОДПРОМ» выпускает гибкие высоконапорные полимерно-металлические трубы ГПМТ-75, ГПМТ-100, ГПМТ-150 и ГПМТ-200, технические характеристики которых приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Технические характеристики ГПМТ

ПАРАМЕТРЫ	ГПМТ-75	ГПМТ-100	ГПМТ-150	ГПМТ-200
Внутренний диаметр, мм	75	90	131	190
Наружный диаметр, мм	90	125	170	266
Длина трубы, макс., м	300	300	200	12
Минимальный радиус изгиба, м	0,9	1,1	1,6	2,3
Вес 1 пог.м., кг	7,1	10,8	18,2	33,5
Температура эксплуатации, град С	-45...+95			
Давление ном/макс	4 МПа/ 6 Мпа			
Тип концевое элемента	под сварку/фланцевый			
Относительное удлинение	0,25%			

2.7 Основные достоинства и свойства труб

В сравнении с традиционными жесткими стальными трубами, в т.ч. защищенными лакокрасочными, эмалевыми, полимерными и иными видами покрытий, гибкие трубы обладают рядом преимуществ, а именно:

1. Высокой химической стойкостью к нефтепромысловым средам, в т.ч. к нефти, пластовым сточным водам, содержащим сероводород, углекислый газ, мехпримеси, свободный кислород, активные ионы хлора; а также к нефтепродуктам, морской воде и т.д. Успешно противостоят различным кислотам, в т.ч. фосфорной, кремнефтористоводородной, соляной, серной и др.

2. Высокой механической прочностью к комплексу нагрузок, прилагаемых к гибкой трубе в процессе ее транспортирования, монтажа и эксплуатации.

3. Высокой монтажеспособностью, что позволяет существенно сократить затраты времени и труда при строительстве трубопроводов, улучшить условия труда за счет повышения доли механизированных операций в общем балансе времени строительства трубопровода.

4. Повышенной транспортабельностью: транспортируются всеми

видами транспорта и имеют значительно большую вместимость в транспортное средство. Железнодорожный полувагон, в зависимости от типоразмера трубы, вмещает свыше 3-х километров гибких труб, свернутых в бухты.

5. Повышенной пропускной способностью и стабильной во времени гидравлической характеристикой.

6. Повышенной заводской готовностью. Не требуют при своем монтаже применения сварочных, подгоночных, теплоизоляционных и других работ. Поставляются в комплекте с крепежными деталями, уплотнительными кольцами, ответными и испытательными фланцами.

7. Сроком службы более двадцати лет в средах, в которых срок службы стальных труб не превышает 6 месяцев.

Применение гибких труб обеспечивает Потребителю сохранение экологии окружающей среды; сокращение объемов строительно-монтажных работ до 50%; экономию металла до 70-80%; снижение гидравлических сопротивлений на 15-20%; сохранение исходных гидравлических характеристик в течение всего эксплуатационного периода; увеличение срока службы внутрипромысловых трубопроводов до 20 и более лет; сокращение числа порывов трубопроводов в десятки раз, и т.д.. В целом можно сказать, что применение коррозионностойких гибких труб позволяет Потребителю перевести парк внутрипромысловых трубопроводных коммуникаций в безаварийный режим эксплуатации.

При использовании гибких труб объемы строительно-монтажных работ сокращаются до 50%. Один километр гибкого трубопровода монтируется за 4-5 часов, чему способствуют большая строительная длина секций, их гибкость и малый радиус изгиба. Прокладка гибких труб сводится к их сматыванию с отдающих устройств в траншею, или непосредственно на грунт, и затяжке шпилек фланцевых соединений. При этом полностью исключаются любые подгоночные, сварочные и изоляционные работы.

Свойства гибких полимерно-металлических труб:

- химическая стойкость
- высокая механическая прочность
- высокая сейсмостойкость
- стабильная во времени гидравлическая характеристика
- повышенная пропускная способность
- улучшенная теплоизоляция
- высшая степень заводской готовности
- высокая монтажеспособность и транспортабельность
- высокая степень адаптации к рельефу местности и состоянию грунта
- высокая степень устойчивости к природным условиям

Среди представленных типов трубопроводов наиболее хорошо на нефтепромыслах зарекомендовали себя ГПМТ. С учетом более низких цен по сравнению с аналогами для замены существующих нефтесборных трубопроводов из стали 20 рекомендуются именно гибкие полимерно-металлические трубы.

В разделе 2 указана недостаточность применяемых на «Х» месторождении мероприятий, направленных на борьбу с коррозионными процессами. Приведен существующий на данный момент ассортимент трубопроводов с повышенными коррозионно-стойкими характеристиками.

Предложено проведение плановой реконструкции системы нефтесборных трубопроводов с постепенной заменой металлических труб на гибкие полимерно-металлические трубы.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

3.1 Предпроектный анализ

3.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе продуктом и целевым рынком являются: продукт: товарная нефть; целевой рынок: предприятия нефтепереработки (НПЗ)

Таблица 3.1 – Карта сегментирования

		Сфера использования товарной нефти		
		Топливо	Синтетические ткани	Переработка в пластмассу
Размер потребителя	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

3.1.2. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

При ведении собственного производства необходим систематический анализ конкурирующих разработок во избежание потери занимаемой ниши рынка. Периодический анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности позволяет оценить эффективность научной разработки по сравнению с конкурирующими предприятиями. Из наиболее влияющих предприятий-конкурентов в области подготовки нефти: ПАО «Газпромнефть» и ОАО «Роснефть».

В таблице 3.2 приведена оценочная карта, включающая конкурентные технические решения в области.

Таблица 3.2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Количество выхода продукта	0,17	4	5	3	0,68	0,85	0,51
2. Качество продукта	0,09	5	4	3	0,45	0,36	0,27
3. Энергоемкость процессов	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Надежность моделирования	0,15	5	4	4	0,75	0,6	0,6
5. Безопасность	0,17	4	4	4	0,68	0,68	0,68
6. Качество интеллектуального интерфейса	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
8. Конкурентоспособность продукта	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
9. Уровень проникновения на рынок	0,04	4	5	5	0,16	0,2	0,2
10. Предполагаемый эксплуатационный срок	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
11. Срок выхода на рынок	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
12. Финансирование разработки	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1				4,52	4,26	3,72

Б_ф – продукт проведенной исследовательской работы;

Б_{к1} – ПАО «Газпромнефть»;

Б_{к2} – ОАО «Роснефть».

В ходе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения выявлено, что разработка

является конкурентоспособной как по техническим критериям, так и с экономической точки зрения.

3.1.3 SWOT-анализ

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

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 –Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-	Слабые стороны научно-
	исследовательского проекта: 1. Систематическое повышение уровня квалификации. 2. Наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области. 3. Наличие постоянных поставщиков (Зап. Сибирь и Сахалин). 4. Высокое качество продукции, соответствующее мировым стандартам. 5. Внедрение новых узлов оборудования и совершенствования технологических процессов.	исследовательского проекта: 1. Низкий уровень заработной платы для молодых специалистов. 2. Устаревшее оборудование. 3. Высокая степень износа оборудования. 4. Повышение цен у поставщиков. 5. Высокий уровень ценна выпускаемую продукцию.

<p>Возможности:</p> <p>1.Спрос на выпуск нефтепродуктов в России, некоторых странах АТР достаточно высок и имеет устойчивую тенденцию к увеличению.</p> <p>2.Малое количество посредников на территории Дальнего Востока. 3.Небольшое количество конкурентов на территории Дальнего Востока.</p> <p>4.Высокое качество поставляемых ресурсов.</p>	<p>Сильные стороны и возможности:</p> <p>1.Эффективное использование ресурсов производства.</p> <p>2.Оптимизация количества посредников за счет постоянных и проверенных поставщиков (пользоваться услугами постоянных поставщиков).</p> <p>3.Поддержание увеличения спроса и выхода на новые рынки сбыта товара за счет высокого качества продукции.</p>	<p>Слабые стороны и возможности:</p> <p>1.Создание эффективной системы мотивации и стимулирования для сотрудников.</p> <p>2.Наработка и укрепление конкурентных преимуществ продукта.</p> <p>3.Модернизация оборудования.</p> <p>4.Внедрение технологии</p> <p>5. Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1.Увеличение уровня налогов.</p> <p>2.Повышение требований к качеству продукции.</p> <p>3.Несвоевременные поставки сырья и оборудования.</p>	<p>Сильные стороны и угрозы:</p> <p>1.Применение оптимальной налоговой политики.</p> <p>2.Внедрение менеджмента качества.</p> <p>3.Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</p>	<p>Слабые стороны и угрозы:</p> <p>1.Повышение цен на выпускаемую продукцию.</p> <p>2.Выбор оптимального поставщика и заключение договорных отношений.</p>

Продолжение таблицы - 3.3

Вывод: в результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы с которыми может столкнуться в будущем предприятие. А также рассмотрены способы их решений. Для уменьшения этих угроз необходимо:

- Произвести анализы деятельности новых игроков на рынке, повышать качество продукции.
- Для уменьшения влияния мировой экономической рецессии, делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства
- Обновлять технологическое оборудование
- Делать упор на внутренний рынок.

3.1.4. Планирование управления научно-техническим проектом

3.1.4 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график.

Диаграмма Ганта – это тип столбчатых диаграмм(гистограмм), который используется для иллюстрации календарного плана проекта, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 3.4).

Таблица 3.4 - Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнитель	Т _к , кал, дн.	Продолжительность выполнения работ																
			январь			февраль			март			апрель			май				
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Изучение литературы, составление литературного обзора	Инженер	40																	
Расчет на математической модели	Инженер	31																	
Обсуждение полученных результатов	Инженер, руководитель	14																	
Оформление выводов	Инженер, руководитель	18																	
Оформление пояснительной записки	Инженер, руководитель	21																	

Вывод: из календарного плана-графика из таблице 3.4 видно, что практическая часть данного исследования занимает около 2 месяцев.

3.1.5. Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице (таблица 3.5).

Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

Таблица 3.5 - Группировка затрат по статьям

Затраты по статьям					
Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1)4581150	94000	92718,5	12032,78	31425,4	4811326,68
2)142318010	5750000	92718,5	12032,78	28387,5	148204186,68
3) 37514730	5750000	92718,5	12032,78	28387,5	43400906,68

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). В эту же статью включаются затраты на оформление документации (канцелярские принадлежности, тиражирование материалов). Результаты по данной статье указаны в таблице 3.6.

Материальные затраты приравнены в таблице 3.6.

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флэш-память	1	600,0	600,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	1	166,0	166,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	1650,0	1650,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	2716,0

Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot C_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{47}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 772,6 \text{ руб,}$$

где $T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал}$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$C_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.7

Таблица 3.7 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	T_z , дней	И _{ам} , руб
Компьютер	30000,0	1	47	772,6
Принтер	5000,0	1	9	24,7
Итого И _{ам} , руб	–	–	–	797,3

Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...)

$$\text{Инакл}=0,16 \cdot 92718,5=0,16 \cdot 133616,7=14834,36 \text{руб.}$$

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 3.8). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 3.8 - Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, т.руб.	Сумма амортизационных отчислений, т.руб.
1.	Компьютер	1	30	3
2.	Испытательный стенд	1	50	5
3.	Программное обеспечение	1	4	-
Итого				94

Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется

Положением об оплате труда). Расчет основной заработной платы сводим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _р	З _м , руб	З _{дн} , руб.	T _{р,раб.дн.}	З _{осн} , руб.
Руководитель	28924,94	1,3	37602,42	1253,42	64	80218,5
Инженер	2500				88	12500

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (1)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб}, \quad (2)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{р}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} * M}{F_{д}}, \quad (3)$$

где $Z_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-

дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца,

6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.(таблица 3.10).

Таблица. 3.10- Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	136	136
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	42 6	42 6
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	24	-
Действительный годовой фонд рабочего времени	64	88

Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} \quad (4)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной

зарплаты; $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 3.11 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 3.11 - Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	80218,5	12500
Дополнительная зарплата	12032,78	-
Итого по статье С	92251,28	12500

Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (5)$$

где $k_{\text{внеб}} = 30\%$ коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 3.12 - Отчисления на социальные нужды

	Руководитель	Инженер
Зарплата	80218,5	12500
Отчисления на социальные нужды	27675,4	3750

ФЗП сотрудников:

$$\text{ФЗП} = \text{Изп.рук} + \text{Изп.инж} = 80218,5 + 12500 = 92718,5 \text{ рублей.}$$

Таблица 3.13 – Бюджет затрат на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, тыс.руб.
1	ФЗП	92,7
2	Материалы $I_{\text{мат}}$	2,7
3	Амортизация основных фондов $I_{\text{ам}}$	0,80
4	Социальные отчисления $I_{\text{со}}$	31,425
5	Прочие расходы $I_{\text{пр}}$	17,72
6	Накладные расходы $I_{\text{н}}$	14,83
7	Бюджет затрат на электрооборудование $K_{\text{об}}$	1533,59
8	Затраты на монтаж $K_{\text{монт}}$	306,72
	Цена проекта $K_{\text{пр}}$	2000,4

По подсчетам большая часть средств по проекту уходят на заработную плату исполнителям, а самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты и амортизационные отчисления.

3.1.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социальноэкономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты, и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты.

Показатели экономической эффективности проекта учитывают финансовые последствия его осуществления для предприятия, реализующего данный проект. В этом случае показатели эффективности проекта в целом характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

Бюджетная эффективность характеризуется участием государства в проекте с точки зрения расходов и доходов бюджетов всех уровней.

3.1.7 Оценка сравнительной эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования (таблица 3.14). Для этого наибольший

интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Таблица 3.14 –Группировка затрат по статьям аналогов разработки

Вариант исполнения аналога №	Сырье, материалы (за вычетом возвратных отходов), покупные изделия и полуфабрикаты	Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	Основная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого плановая себестоимость
1	142318010	5750000	92718,5	28387,5	148204186,68
2	37514730	5750000	92718,5	28387,5	43400906,68

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{4811326,68}{148204186,68} = 0,13, \quad (6)$$

$$I_{\Phi}^{a1} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{148204186,68}{148204186,68} = 1, \quad (7)$$

$$I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{43400906,68}{148204186,68} = 0,29, \quad (8)$$

где I_{Φ}^p - интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

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

$$I_{ma} = \sum_{i=1}^n ab_{iia}, \quad (9)$$

$$I_{mp} = \sum_{i=1}^n ab_{ip} \quad (10)$$

где I^r – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a^i – весовой коэффициент i -го параметра; b_{ia} , b_{ip} – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки,

устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Способствует росту производительности труда	0,25	5	5	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	3
3. Надежность	0,20	5	5	4
4. Воспроизводимость	0,25	4	4	4
5. Материалоемкость	0,15	5	4	4
ИТОГО	1	4,6	4,4	3,5

Продолжение таблицы 3.15

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Роснефть».

$$I_m^p = 5 \times 0,25 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 5 \times 0,15 = 4,6 \quad (11)$$

$$I_1^A = 5 \times 0,25 + 0,15 + 5 \times 0,20 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 4,5 \quad (12)$$

$$I_2^A = 3 \times 0,25 + 3 \times 0,15 + 4 \times 0,2 + 4 \times 0,25 + 4 \times 0,15 = 3,8 \quad (13)$$

I_p

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,13} = 35,4 \quad (14)$$

$$I_{финр}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_\phi^{a1}} = \frac{4,5}{1} = 4,5 \quad (15)$$

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^{a2}}{I_\phi^{a2}} = \frac{3,8}{0,29} = 13,1, \quad (16)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a1}} = \frac{35,4}{4,5} = 7,85, \quad (17)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{a2}} = \frac{35,4}{13,1} = 2,7, \quad (18)$$

где \mathcal{E}_{cp} – сравнительная эффективность проекта;

$I_{мэр}$ – интегральный показатель разработки;

$I_{мэа}$ – интегральный технико-экономический показатель аналога. [11]

Таблица 3.16 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Аналог 1	Разработка	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,13	0,29
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,6	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	35,4	13,1

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	7,85	2,7
---	--	------	-----

Аналог 1 – ПАО «Газпром нефть»;

Аналог 2 – ОАО «Роснефть».

Вывод: Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

Вывод по разделу финансовый менеджмент и ресурсоэффективность и ресурсосбережения: В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

1) Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может применена на крупные средних и мелкие компании.

2) Был проведён SWOT-анализ, который показывает слабые и сильные стороны предприятия, а также угрозы и возможности на рынке в целом и по отношению к конкурирующим организациям, в частности.

По результатам анализа можно сделать выводы, что предприятию необходимо проводить анализ деятельности новых игроков на рынке, своевременно обновлять технологическое оборудование.

Для стабильной работы ограничить поставки зарубежного сырья и комплектующих и в целом делать упор на внутренний рынок. Необходимо расширять ассортимент продукции, предлагать различные услуги (монтаж, наладка, обслуживание). Уделять время решению проблем с логистикой и заниматься повышением профессионализма персонала. При этом явными преимуществами является удобное месторасположение и поддержка государством.

3) Была подсчитана заработная плата научного руководителя которая составляет-80218,5 рублей, зарплата инженера с учетом

фактически отработанных дней составляет 12500 рублей , отчисления на социальные нужды составляет 31425,4 рублей

4) Был изучен сравнительный анализ эффективности исследования, которая показала, что данная разработка позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

В целом по данной работе можно сделать вывод, что проектируемое предприятие имеет высокий коммерческий потенциал, оно конкурентноспособно и перспективно, но в современных условиях требует постоянного совершенствования, обновления материальной базы и повышение профессионализма сотрудников.

4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются способы защиты нефтегазопромышленного оборудования от коррозии располагается объект исследования в таежной зоне Западной Сибири, в Каргасокском районе Томской области. Объектом исследования для выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» была выбрана система нефтегазопромышленных трубопроводов.

Актуальность настоящей работы обуславливается.

неоспоримой значимостью социальной деятельности всего нефтегазового комплекса для развития данной отрасли во всех направлениях.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и/или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты», или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. [12]

Нормальная продолжительность рабочего времени на нефтебазах для работников и специалистов - 40 часов в неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет - 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет - 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время

ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени. [12]

Оператор по добыче нефти и газа работает в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их бесперебойной работы под руководством лиц технического надзора. Работы, связанные с подземной добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ и работ с вредными и опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин (Постановление Правительства РФ). Компенсируется за вредность в виде выдачей молочной продукции. Выдача молока производится еженедельно. Работники привлекаются к работе в ночное время, к сменному графику работы.

Работники, занятые на работах в опасных и вредных условиях труда, должны проходить обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы.

При выполнении работ, связанных с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные производственные факторы), работники должны проходить обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

При работе в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматриваются надбавки и коэффициенты к заработной плате. Они варьируются от региона, к примеру, в ХМАО-Югре коэффициент равен 1.5 или 50 процентов, а в Красноярском крае равен 1.8, то есть 80 процентов.

Как правило, работодателем предоставляются социальные пакеты (оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря, медицинская страховка, пенсионный фонд и др.).

4.2 Производственная безопасность:

Таблица 4.1 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Наименование видов работ			Нормативные документы
Вредные	Опасные	Отбор проб	Зеры скважин дебита	Обслуживание оборудования	
Повреждения в результате контакта с насекомыми		+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования
-	Взрывоопасность и пожароопасность	+	+	+	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывопожароопасных объектах»;
Повышенный уровень шума		-	+	+	ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
	Термически е опасности	+	+	+	ГОСТ Р ИСО 12100-1-2007 Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования.
Загазованность воздуха рабочей зоны		+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы
-	Повышенный уровень статического электричества	+	+	-	ГОСТ 12.4.124-83 «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования»
Отклонения показате	-	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

Продолжение таблицы 4.1- Возможные опасные и вредные факторы

лей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны					
-	Воздействие на организм человека электрического тока	+	+	-	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
Повышенный уровень вибрации		+	+	-	ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Электромагнитное излучение		-	-	+	ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

4.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Повреждения в результате контакта с насекомыми.

Профилактика клещевого энцефалита имеет особое значение в полевых условиях. При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Примерно у 50 % больных, перенесших клещевой энцефалит, надолго сохраняется паралич мышц шеи и рук. [13] Повышенный уровень шума

На рабочем месте источником шума является стравливание газа из полости трубопровода при проведении ремонтных работ, а также зачистка сварных швов УШМ. Так как ремонтные работы производятся с определённой периодичностью, шум будет непостоянным. Исходя из классификации непостоянных шумов, шум на данном рабочем месте относится к колеблющимся во времени шумам. [14]

Таблица 4.2 – Допустимые нормы шума для выполнения работ, с повышенными требованиями к процессам наблюдения [15]

Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука, дА
3	25	50	00	000	000	000	000	
1	3	7	3	0	8	6	4	80

Повышенный уровень вибрации.

Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом, что приводит к спазмам сосудов, различным нервно-мышечным и кожно-суставным нарушениям. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни. Влияние на рабочего оказывает вибрация при работе со строительной техникой и транспортом. [16]

Таблица 4.3 – Предельно допустимые значения локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям Хл, Ул, Зл			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109

63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109

Природный газ – полезное ископаемое, представляющее собой газообразное вещество, не имеющее запаха. Природный газ представляет собой смесь углеводородов метана (70 – 98%), этана, пропана, бутана, а также сероводорода, диоксида углерода, азота, водорода [17].

При проведении ремонтных работ на газопроводе возможна утечка вредных веществ в рабочую зону. К таким веществам относятся метанол, природный газ, фтористые соединения, окиси углерода, кальция, магния, углекислый газ. Источником выделения вредных веществ таких как природный газ и метанол, является преднамеренная или аварийная разгерметизация трубопровода, источник выделения углекислого газа, фтористых соединений и различных окисей – проведение сварочных работ.

ПДК газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [18]:

1. метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности- 300 мг/м³;
2. в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан, которые относятся ко 2-му классу. ПДК = 1 мг/м³;
3. ПДК сероводорода в присутствии углеводородов (С1-С5) – 3 мг/м³;
4. ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³;
5. ДК метанола (СН₃ОН) в воздухе рабочей зоны – 5 мг/м³.

Электромагнитное излучение

Источником электромагнитного излучения на рабочем месте линейного трубопроводчика является аппарат для нахождения

местоположения трубопроводов под землёй – трассоискатель «RIDGID».
[19]

Инфракрасное излучение

Инфракрасное излучение имеет длину волны $\lambda = 0,78 - 1000$ мкм. При поглощении телом энергии ИК возникает тепловой эффект. Источник - нагретое тело. Из-за способности воздействовать и проникать вглубь тканей, самым активным является коротковолновое ИК-излучение. Самые слабые к воздействию ИК-излучения органы – это кожа и органы зрения.

Биохимические изменения организма происходят при длительном воздействии ИК-излучения.

Источником ИК – излучения на изучаемом рабочем месте является сварочный агрегат, а также процесс газорезки, проведение которого обуславливает использование высоких температур, приводящих металл к деформации. [20]

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При ремонтных работах на трубопроводе источниками механической опасности являются: разгрузо-погрузочные работы с использованием автокрана, вскрытие или засыпка трубопровода с помощью экскаватора, использование трубрезцов, УШМ, сварочных агрегатов, насосных помп, горелок, сверлильно-фрейзерного станка, бензопил, кусторезов, траншейные лестницы, вспомогательные инструменты. [21]

Термические опасности

Опасность, возникающая в условиях воспламенения, повышенной температуре поверхности, а также повышенной температуре вдыхаемых веществ называется термической опасностью.

Термические опасности могут сопровождаться: ожогами и ошпариванием связи с взаимодействием горячих предметов, и частями тела работника. Источником термических опасностей при работе на трубопроводе могут служить огневые работы, при которых используется

открытый огонь, высокие температуры, приводящие к самовоспламенению рабочего

материала, а также возможно искрообразование. [22]

Поражение электрическим током

Опасность поражения электрическим током существует при работе с прорезными устройствами типа МРТ и при сварке.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе.

[23]

Пожаровзрывоопасность

Факторы пожара: высокая температура воздуха и низкое содержание кислорода в нём, предметы, нагретые до очень высокой температуры, открытый огонь, токсичные продукты, обрушение и повреждение сооружений.

При проведении любых видов работ на межпромысловом газопроводе возможны все вышеперечисленные причины и источники пожара. Кроме того, газопровод относится к категории А пожаро и взрывоопасности. Основным источником возникновения взрыва является разгерметизация газопровода и утечка газа.

4.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Основное профилактическое мероприятие - противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год. Рабочему выдается спец одежда. Также при проведении маршрутов в местах распространения энцефалитных клещей необходимо плотно застегнуть противэнцефалитную одежду и 3-4 раза в день осматривать

одежду и тело. [24]

Повышенный уровень шума.

Основные мероприятия: снижение уровня шума в источнике возникновения, звукопоглощение и звукоизоляция, установка глушителей шума, рациональное размещение оборудования, применение средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, “беруши”). [25]

Повышенный уровень вибрации.

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [26]. Загазованность воздуха рабочей зоны

Для защиты органов дыхания, применяются противогазы и противопылевые респираторы. По степени защиты органов дыхания противогазы подразделяются на: фильтрующие, шланговые, изолирующие.

Электромагнитное излучение

Основными методами защиты работников от ЭМП радиочастот являются: использование оптимальных режимов работы технологических установок и оборудования, уменьшение времени нахождения работников вблизи источников ЭМП или удаление источников от работающего персонала, рациональное размещение оборудования, использование средств личной защиты: одежда, очки. [26]

Инфракрасное излучение

Защита работников от вредного воздействия осуществляется за счёт следующих мероприятий: автоматизация производства и как следствие дистанционное управление процессом, удаление или изоляция источников излучения, устройство и создание душирования, водяных и воздушных завес. [27]

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

К средствам защиты от механических опасностей можно отнести: ограждения источника опасности, звуковую или световую сигнализацию, предупреждающие знаки и таблички, использование средств индивидуальной защиты: защитные очки и маски, каски, термостойкие перчатки, противогазы и респираторы, защитная одежда.

Термические опасности.

Для предотвращения возможности возникновения выше указанных опасностей необходимо: применять теплоизолирующие термоустойчивые материалы, использование средств индивидуальной защиты, постоянно контролировать температуру в рабочей зоне.

Поражение электрическим током

Защитить от поражения током могут диэлектрическая обувь, резиновые диэлектрические перчатки, использование диэлектрических резиновых ковров.

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала, аттестация оборудования, соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Пожаровзрывоопасность

Первичные средства пожаротушения: передвижные и ручные огнетушители, ящики с песком, пожарные краны и рукава, кошма (противопожарное полотно), противопожарные щиты с набором инвентаря.

Для предотвращения возможности возникновения взрыва необходимо:

-уменьшить или исключить наличие веществ, способных образовывать взрывоопасные смеси;

-установить детекторы газа или потока, совмещённые с системой аварийной сигнализации; контролировать герметичность установок, трубопроводов и другой технологической аппаратуры;

-соблюдать правила работы со взрывоопасными веществами.

4.3 Экологическая безопасность

Деятельность человека в связи с добычей нефти и газа наносит огромный ущерб природе. Ежедневно сжигается большой объем газа на нефтепромыслах, загрязняя атмосферу. Практически ежедневно в мире происходят порывы промысловых трубопроводов нефти и газа – наиболее распространенный вид загрязнений в нефтегазодобыче, нередко аварии с нефтеналивными судами, магистральными продуктопроводами.

Основным источником загрязнения окружающей среды, при эксплуатации газопровода, является перекачиваемый продукт.

Загрязнение атмосферы может произойти в результате выброса, утечки газа и опасных веществ либо из-за не герметичности сварных швов трубопровода, аварийного выброса газа, разрыва трубопровода, либо из-за коррозии, следствие которой – значительное уменьшение толщины стенок газопровода. При таком загрязнении возможно превышение предельно допустимой концентрации вредных веществ в воздухе, а также подавление роста растительности.

Отрицательное влияние межпромыслового трубопровода на гидросферу возможно при устройстве подводных переходов, при строительстве мостов, сбросе сточных вод, а также использовании подземного водозабора.

Для снижения негативного воздействия на водную среду предусмотрено:

- размещение кустовых и промышленных площадок за пределами водоохраных зон водотоков;
- обвалование кустовых площадок высотой не менее 0.5 м и устройство бетонированных оснований технологических площадок с бортиком по периметру и металлическими поддонами под оборудование, предупреждающими утечки токсичных загрязнителей в прилегающие участки.

Загрязнения литосферы происходят в результате утечек нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений запорной арматуры. Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям позволяет снизить вероятность загрязнения почв.

Выполнение вышеуказанных мероприятий по охране водной среды, литосферы и атмосферы значительно снижает или полностью исключает вредное влияние межпромыслового трубопровода на неё.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

- Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

- Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте трубопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При разрыве газопровода, газ распространяется и образуется взрывоопасная смесь, которая при различной концентрации может повлиять на величину взрыва (ударной волны).

Для предотвращения взрыва работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию. для обеспечения пожаро- и

взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека на рабочем месте. Был сделан вывод, что основной причиной загрязнения атмосферы рабочей зоны являются выбросы, утечки газа и опасных веществ, а наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией – возгорание трубопровода.

Заключение

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены как опасные и вредные факторы, электробезопасность, пожарная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в ЧС и правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, также были рассмотрены методы борьбы с каждым фактором на производстве.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Коррозия приводит к разрушению трубопровода, ухудшает качество прокачиваемого продукта. Кроме того, коррозия и отложения солей и парафинов повышают гидродинамическое сопротивление в трубах, что приводит к снижению эффективности прокачки нефти. Подводя итоги, можно сделать вывод о том, что коррозионные разрушения играют большую роль в экономическом развитии компании, поэтому защита трубопровода от внутренней коррозии является первостепенной задачей компании.

В работе были рассмотрены методы защиты «Х» нефтяного месторождения, расположенного в Каргасокском районе Томской области, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, были рассмотрены способы защиты такие как электрохимическая защита, проектная защита, применение защитных изоляционных покрытий, внутритрубная очистка и ингибирование коррозии.

Общим методом борьбы является использование так называемых ингибиторов коррозии, то есть веществ, которые при растворении в перекачиваемой среде реагируют с металлом труб, образуя на нем защитную пленку. Коррозионные ингибиторы могут быть растворимы в воде и в углеводородах, в ряде случаев используется комплекс ингибиторов. Также важно наблюдать концентрацию ингибиторов в перекачиваемом продукте, поскольку при их недостаточной концентрации положительный эффект не будет достигнут.

Сырая нефть, будь то тяжелая или легкая, не является проблемой, когда дело доходит до внутренней коррозии трубопровода. Фактически, сама она обладает многими антикоррозийными свойствами. Тем не менее, большая часть труб АО «Томскнефть» в настоящее время устарела, и эти трубы попрежнему носят оригинальные покрытия, которые они получили десять, двадцать, тридцать или более лет назад. Эти старые покрытия могут растрескиваться и изнашиваться, поскольку условия окружающей среды уменьшают их эффективность, открывая канал для воды, чтобы

соприкасаться со сталью и начинать наносить коррозионный ущерб.

В работе проведен анализ экономической эффективности применения методов ингибиторной защиты и внутритрубной очистки промысловых труб. На месторождении ингибиторной защите от внутренней коррозии подлежат защите нефтепроводы, в которых происходит расслоение транспортируемой жидкости на фазы с выпадением воды в виде отдельной фазы.

Коррозийный мониторинг на месторождении проводит подрядная организация, с целью оценки текущего состояния коррозионной агрессивности рабочих сред, контроля эффективности проводимых мероприятий по защите от коррозии и разработки рекомендаций по изменению технологии ингибирования и коррозионного мониторинга. Было установлено, что наиболее эффективным будет применение внутритрубной очистки и подачи ингибитора, когда одновременно с очисткой закачивается реагент, а затем он подается в трубопровод. В результате внедрения мероприятия увеличивается протяженность очищенных трубопроводов, что даст возможность уменьшить число отказов трубопровода на участке нефтепровода протяженностью 33 км соответственно этот проект можно рекомендовать к внедрению.

Список используемых источников

1. Новоселов В.Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов. Учебное пособие. – Уфа: Изд. Нефтяного института, 1986.
2. Введение в трубопроводный транспорт нефти, нефтепродуктов и газа Лурье, Михаил Владимирович. : учебное пособие / М. В. Лурье. - Москва : Недра, 2015. - 135 с.
3. Хохлачева, Н. М. Коррозия металлов и средства защиты от коррозии. Учебное пособие / Н.М. Хохлачева, Е.В. Ряховская, Т.Г. Романова. - М.: ИНФРА-М, 2016. - 118 с.
4. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т.1 Уфа ДизайнПолиграфСервис, 2014.-806 с.
5. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа Лурье, Михаил Владимирович. / М. В. Лурье. - Москва : Недра, 2017. – 476с
6. Хайдарова Г.Р. Ингибиторы коррозии для защиты нефтепромыслового оборудования // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6.
7. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров
Автор: Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К.
Издательство: М.: ИЦ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Год: 2013. 252с
8. Ращепкин К.Е., Овчинников И.С., Суетинова Т.Д., Белозерова З.Л. Обслуживание и ремонт линейной части нефте- и продуктопроводов. – М.: Недра, 1969, 358 с.
9. Галлеев В.Б, Соценко Е.М., Черняев Д.А. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций. – М.: Недра, 1968, 224 с.
10. Дизенко Е.И., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И., Юфин В.А. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. М., изд. «Недра», 2010 г

11. Рыжакина Т.Г. Экономика и управления производством. Расчет экономической части дипломного проекта. Учебное издание ТПУ – 2013г.
12. Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 № 290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»
13. ПОТ Р О-112-001-95 Правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз и автозаправочных станций.
14. Каледина Н.О., Кирин Б.Ф., Ушаков К.З., Сребный М.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов. – Москва: Изд. МГГУ, 2005. – 427 с.
15. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
16. Роздин И. А. Безопасность производства и труда на предприятиях И.А. Роздин, Е.А. Хабарова, О.Н. Вареник. – М.: Химия, КолосС, 2005. – 254 с.
17. ГОСТ 12.1.003 – 83*. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 1984-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 13 с.
18. ГОСТ 12.1.012 – 2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 34 с.
19. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. – Введ. 1986-01-01. – М.: Госстандарт России, 1988. – 30 с.
20. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования
21. Волков М.М., Михеев А.Л., Конев К.А. Справочник работника газовой промышленности. 2-е изд. – М.: Недра, 1989. – 286 с.
22. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ.

23. Кесельман Г. С. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа. / Г. С. Кесельман, Э. А. Махмудбеков – М: Недра, 1981. – 256 с.
24. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
26. ГОСТ Р ИСО 12100-1-2007 Безопасность машин. Основные понятия, общие принципы конструирования. Часть 1. Основные термины, методология
27. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности