

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и
продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»

УДК 622.692.4.053:620.197

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Гольбик А.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ОНД, ИШПР)	Саруев А.Л	к.т.н. доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ОСГН, ШБИП)	Былкова Т.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
с.п. ООД ШПИП	Гуляев М.В.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

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 универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Гольбик Алексей Владимирович

Тема работы:

«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»

Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.02.2022 г. №46-45/с
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2022 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является подземный трубопровод, проложенный в почве с низкой коррозионной активностью, на котором ведется работы по антикоррозионной защите.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Изучить теоретические основы процессов коррозионных разрушений</p> <p>2. Выявить факторы, оказывающие влияние на возникновение коррозионных процессов;</p> <p>3. Рассмотреть методы пассивной и активной защиты трубопроводов от коррозии</p> <p>4. Произвести расчет оптимальных параметров катодной защиты.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Нет</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Былкова Т.В.- доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В.- старший преподаватель ООД ШПИП

<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>11.02.2022 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев Алексей Львович	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Гольбик Алексей Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Гольбик Алексею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: Затраты на оборудование: 62500 руб. Материально-технические ресурсы: 255 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Былкова Т.В	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Гольбик Алексей Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СА	Гольбик Алексею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Защита магистрального нефтепровода от различной коррозионной активности. Область применения: Линейная часть магистрального нефтепровода.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. 2. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 4. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019)
2. Производственная безопасность: <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	Вредные факторы: <ol style="list-style-type: none"> 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Превышение уровней шума 3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 4. Превышение уровней вибрации Опасные факторы:

	1. Электрический ток
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>Гидросфера: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители;</p> <p>Литосфера: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: пожар, взрыв или утечка.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
с.п. ООД ШПИП	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СА	Гольбик Алексей Владимирович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страниц текстового материала, 21 рисунок, 25 таблиц, 21 источник, 0 приложений.

Ключевые слова: коррозия, изоляция, магистральный трубопровод, грунт, метод, сооружения, защита.

Объектом исследования является магистральный трубопровод.

Цель работы – анализ существующих методов борьбы с коррозионными разрушениями трубопроводов в грунтах с низкой коррозионной активностью

В процессе исследования проводились: изучение теоретических основ процессов коррозионных разрушений; выявление факторов, оказывающих влияние на возникновение коррозионных процессов; рассмотрение методов пассивной и активной защиты трубопроводов от коррозии.

В результате исследования: произведен расчет электрохимической защиты (катодная защита, анодный заземлитель).

Область применения: линейная часть магистрального трубопровода.

Экономическая эффективность/значимость работы расчет затрат на изоляцию трубопровода.

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод		Саруев Л.А.					9	127
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Abstract

Final qualifying work contains 125 pages of text material, 21 figures, 25 tables, 21 sources, 0 applications.

Key words: corrosion, insulation, main pipeline, soil, method, structures, protection.

The object of study is the main pipeline.

The purpose of the work is to analyze existing methods for combating corrosion damage of pipelines in soils with low corrosive activity.

In the course of the study, the following were carried out: the study of the theoretical foundations of the processes of corrosion damage; identification of factors influencing the occurrence of corrosion processes; consideration of methods of passive and active protection of pipelines from corrosion.

As a result of the research: calculation of electrochemical protection (cathodic protection, anode ground electrode) was made.

Scope: linear part of the main pipeline.

Economic efficiency/significance of the work Calculation of the cost of pipeline insulation.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ Докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>10</i>

Сокращения, обозначения

ГИС – геологические исследования скважин;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

УВ – углеводороды;

ПТ – промысловые трубопроводы;

ЛИБ – лента изоляционная битумная;

ПЗ – протекторная защита;

ПЭД – прямой электрический дренаж;

КС – катодная станция;

ГРС – газораспределительная станция;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ЛЭП – линии электропередач;

УДХ - установка дозирования химического реагента;

ЛЧМТ – линейная часть магистрального трубопровода;

МТ – магистральный трубопровод;

ППР – планово-предупредительный ремонт;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ГОСТ – государственный стандарт;

РД - руководящий документ.

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Сокращения, обозначения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев Л.А.					11	127
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Оглавление

Введение.....	14
1. Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа.....	18
1.1. Классификация коррозионных процессов	18
1.2. Виды коррозионных разрушений.....	19
1.3. Способы защиты стальных сооружений от коррозии	28
1.4. Грунт как коррозионная среда.....	30
1.5. Подземная коррозия стальных сооружений.....	35
2. Методы защиты оборудования от коррозии	42
2.1. Изменение состава среды	44
2.1.1. Снижение агрессивности среды	45
2.1.2. Ингибиторная защита	45
2.2. Катодная защита подземных трубопроводов.....	50
2.2.1. Принципиальная схема катодной защиты трубопроводов.....	50
2.2.2. Анодное заземление	52
2.3. Протекторная защита трубопроводов	61
2.3.1. Принцип работы протекторной защиты	61
2.3.2. Конструкция протекторов	63
2.4. Электродренажная защита подземных трубопроводов	66
2.4.1. Принцип работы электродренажной защиты	66
2.4.2. Установки электродренажной защиты	71
2.5. Изоляционные покрытия	74
2.5.1. Назначение изоляционных покрытий	74
2.5.2. Конструкции изоляционных покрытий	74
2.5.3. Контроль качества изоляционных покрытий	81
3. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ	84
3.1. Исходные данные для расчета.....	84
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	91
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	91
4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	91
4.1.2. Анализ конкурентных технических решений.....	92
4.1.3. SWOT-анализ.....	93
4.2. Планирование исследовательской работы в рамках ВКР	95
4.2.1. Структура работ в рамках проводимого исследования	95
4.2.2. Определения трудоёмкости работ.....	96

4.2.3. Разработка графика проведения исследовательской работы.....	97
4.3. Бюджет проводимого исследования.....	100
4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ.....	101
4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	102
4.3.3. Расчет затрат на оплату труда	103
4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	105
4.3.5. Расчет отчислений во внебюджетные фонды	106
4.3.6. Расчет накладных расходов	106
4.3.7. Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы	107
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	108
5. Социальная ответственность	111
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	111
5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	111
5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	112
5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	113
5.2.2. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	114
5.3. Опасные производственные факторы	117
5.3.1. Электрический ток.....	117
5.4. Экологическая безопасность.....	119
5.4.1. Защита атмосферы	119
5.4.2. Защита гидросферы.....	119
5.4.3. Защита литосферы.....	120
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	121
Заключение	125
Список использованных источников	126

Введение

Для написания своей выпускной квалификационной дипломной работы я выбрала тему антикоррозийной защиты газонефтепроводов, поскольку считаю коррозию одной из важнейших проблем нефтяной и газовой промышленности. В процессе работы я рассмотрел виды, механизм, термодинамику, кинетику электрохимической коррозии, назначение и конструкции изоляционных покрытий и т. д.

Коррозией называют самопроизвольное разрушение металлов в результате их химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Коррозию железоуглеродистых сплавов обычно называют ржавлением, что связано с тем, что в состав продуктов их коррозии входят гидратированные оксиды железа. Цветные металлы, в составе продуктов коррозии которых оксиды железа отсутствуют, корродируют, но не ржавеют. Коррозия наносит значительный ущерб трубопроводному транспорту нефти и газа. Срок эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа во многом определяется степенью их противокоррозийной защиты. В области трубопроводного транспорта нефти и газа выделяются три аспекта противокоррозийной защиты:

- 1) *экономический*, имеющий целью уменьшить убытки, складывающиеся из стоимости труб и других металлических конструкций, пришедших в негодность вследствие коррозионного разрушения;
- 2) *повышение надежности оборудования*, которое в результате коррозии может разрушиться с катастрофическими последствиями,

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					14	127
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

например, вследствие разгерметизации магистральных нефтегазопроводов и резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, борьба с убытками, связанными с косвенными потерями в народном хозяйстве (остановка предприятий из-за недопоставки нефти и газа, потери транспортируемого продукта, загрязнение окружающей среды);

3) *сохранность металлического фонда страны*, предотвращение убытков в результате безвозвратной потери металла в виде продуктов коррозии.

Экономические потери в трубопроводном транспорте нефти и газа по причине коррозии продолжают оставаться недопустимо большими. Безвозвратные потери металла в нашей стране по причине коррозии за год достигают 8%, что приводит к тому, что каждая пятая домна страны работает на коррозию. Стальные конструкции разрушаются под действием химической или электрохимической коррозии. Поэтому борьба с коррозией металлов (резервуаров, трубопроводов, другого оборудования) является важнейшей проблемой трубопроводного транспорта, решение которой позволит сберечь материальные ресурсы (сталь, нефтепродукты) и обеспечить экологическую безопасность эксплуатации объектов трубопроводного транспорта нефти и газа.

Для защиты стальных сооружений от коррозии на предварительно подготовленную поверхность наносят изоляционные покрытия. Но изоляционные покрытия со временем стареют и разрушаются. Влага с растворенными солями (электролит) попадает на оголенную стальную поверхность и образует местные гальванопары, разрушающие сооружение. Изоляционные покрытия могут оказаться некачественными и в процессе производства работ. Качество этих покрытий проверяют визуально и с помощью специальных приборов, что позволяет увеличить срок безаварийной эксплуатации объекта.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Подземные стальные сооружения защищают также с помощью катодной (протекторной) и дренажной защиты. Применение электрозащиты подземных стальных сооружений почти полностью устраняет коррозионное разрушение. При относительно небольших затратах (стоимость устройств электрозащиты не превышает 1% стоимости защищаемого объекта) удается значительно продлить срок службы стального сооружения. Одним из первых объектов, где впервые были применены катодные установки с внешним источником тока, был нефтепровод Баку – Батуми. Затем катодная защита была осуществлена на газопроводах Саратов – Москва, Дашава – Киев и нефтепроводе Гурьев – Орск. С 1975 года подземные стальные сооружения без средств катодной защиты в эксплуатацию не принимаются. Противокоррозийная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа в России в настоящее время осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164 – 98 [11] «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».

Большие потери металла от коррозии отмечаются на внутренних поверхностях трубопроводов и резервуаров при перекачке и хранении сточных вод, горячих жидкостей, серосодержащих и кислородосодержащих жидкостей. Для предотвращения подобного разрушения металла применяются органические и неорганические ингибиторы коррозии.

Наука о коррозии изучает механизм и закономерности процессов взаимодействия металлов с окружающей средой, разрабатывает способы защиты металлов от коррозии в различных условиях.

Исключительное значение для обоснования электрохимического механизма коррозии имели работы выдающегося ученого М. Фарадея, установившего закон электролиза. М. Фарадей предложил важнейшее для дальнейшего развития электрохимической теории коррозии соотношение между анодно – растворяющегося металла и количеством протекающего электричества, а также высказал предположение о пленочном механизме пассивности железа и электрохимической сущности процессов растворения

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

металлов. В 1830 году швейцарский физико – химик О. де ля Рив сформулировал представления об электрохимическом характере коррозии (он объяснил растворение цинка в кислоте действием микрогальванических элементов). Русский ученый Н. Н. Бекетов (1865 год) исследовал явление вытеснения из раствора одних металлов другими. Д. И. Менделеев в 1869 году открыл периодический закон элементов, который имеет очень важное значение для оценки и классификации коррозионных свойств различных металлов. Важен вклад шведского физика – химика С. Аррениуса, сформулировавшего в 1887 году теорию электролитической диссоциации и немецкого физико – химика В. Нернста, опубликовавшего в 1888 году теорию электродных и диффузионных потенциалов.

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа

1.1. Классификация коррозионных процессов

Трубопроводный транспорт нефти и газа на воздухе, под землей и под водой подвержен в основном электрохимической коррозии. Химическая коррозия в трубопроводном транспорте встречается существенно реже.

Электрохимическая коррозия подчиняется законам электрохимической кинетики и представляет собой окисление железа в электропроводных средах, сопровождающееся образованием и протеканием электрического тока. При этом скорость коррозии трубной стали с окружающей средой характеризуется как катодным, так и анодным процессами, протекающими на различных участках корродирующей поверхности. Продукты коррозии образуются только на анодных участках. Электрохимический механизм коррозионного разрушения стальных сооружений подразделяется на следующие виды:

- 1) почвенная коррозия – разрушение подземных металлических сооружений под воздействием почвенного электролита.

Защита магистральных трубопроводов от почвенной коррозии осуществляется катодной поляризацией поверхности трубы установками катодной защиты (автоматическими и неавтоматическими);

- 2) электрокоррозия – разрушение металлического подземного сооружения, вызванное блуждающими токами, например, стекающими с рельсов электрифицированного железнодорожного транспорта или других промышленных электроустановок, имеющих заземление;

					<i>«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гольбик А.В.</i>			<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					18	127
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

3) атмосферная коррозия – разрушение металла в атмосфере воздуха или среде любого важного газа;

4) контактная коррозия – коррозия, вызванная электрическим контактом двух разнородных или однородных металлов, имеющих различный электрохимический потенциал (например, электродвижущая сила коррозионного гальванического элемента, вызванная гетерогенностью структуры стенки трубы в области поперечных и продольных сварных швов).

Особо следует отметить микробиологическую коррозию сталей – частный случай почвенной коррозии, протекающей под воздействием микроорганизмов, в результате жизнедеятельности которых образуются вещества, ускоряющие коррозионные процессы (например, ускорение коррозии железа в грунтах с сульфатредуцирующими бактериями).

Как было уже сказано, для большинства углеродистых и низколегированных сталей, эксплуатирующихся в атмосфере, морской и речной воде, а также в почве, характерна электрохимическая коррозия. Помимо перечисленных видов возможны также коррозия под напряжением (при одновременном воздействии коррозионной среды и механических напряжений в стенке трубы); щелевая коррозия – ускорение коррозионного разрушения стального сооружения электролитом в узких зазорах и щелях (в трещинах, резьбовых и фланцевых соединениях); коррозионная эрозия – при одновременном действии коррозионной среды и трения; кавитационное коррозионное разрушение стальной поверхности – при одновременном коррозионном и ударном воздействии окружающей среды (например, разрушение лопаток рабочих колес центробежных насосов).

1.2. Виды коррозионных разрушений

Процесс коррозии подземного стального сооружения начинается с поверхности, контактирующей с коррозионно – активной внешней средой, и характеризуется скоростью проникновения коррозии в структуру металла.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
						19
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При этом изменяется внешний вид изделия, на его поверхности образуются коррозионные язвы и пятна, заполненные продуктами коррозии. По характеру коррозионного разрушения металлов различают следующие виды коррозии:

- 1) сплошная – разрушение стального сооружения равномерно по всей поверхности, находящейся под воздействием коррозионной среды;
- 2) местная – разрушение стального сооружения на отдельных участках.
- 3) пятнами – в виде отдельных пятен, диаметр которых больше глубины прокорродировавшего слоя металла (например коррозия латуни в морской воде);
- 4) язвенная – в виде отдельных каверн, диаметр которых примерно равен их глубине (коррозия углеродистой стали в почве);
- 5) точечная (питтинговая) – в виде множества отдельных точек диаметром 0,1 – 2мм значительной глубины. Питтинговая коррозия часто переходит в сквозную, является причиной разгерметизации подземного трубопровода или резервуара;
- 6) подповерхностная, начинающаяся с поверхности, но распространяющаяся преимущественно под поверхностью металла и часто вызывающая вспучивание металла и его расслоение (например, образование пузырей на поверхности листового металла на воздуховодах и других сооружениях);
- 7) структурно – избирательная, при которой разрушается главным образом только структурная составляющая сплава (например, графитизация чугуна или обесцинкование латуни);
- 8) межкристаллитная, распространяющаяся по границам кристаллов металла (этот вид коррозии является очень опасным, так как протекает без изменения внешнего вида стального сооружения, что приводит к быстрой потере прочности и пластичности);

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

9) коррозионное растрескивание – образование коррозионных трещин вследствие усталости металла под действием постоянных растягивающих напряжений. При этом виде разрушений коррозионная трещина может распространяться не только по границам зерен, т. е. межкристаллитно, но и через непосредственно кристаллы, т. е. транскристаллитно.

Питтингом называют разрушения локального типа, наблюдаемые в тех случаях, когда скорость коррозии на одних участках выше, чем на других. Если значительное разрушение сосредоточено на относительно малых участках корродирующей поверхности, то возникают глубокие точечные поражения; если площадь разрушения больше и глубина невелика – возникают язвенные поражения. Глубину питтинга обычно характеризуют питтинговым фактором. Это отношение максимально наблюдаемой глубины проникновения коррозии к средней глубине проникновения коррозии, определенной на основе экспериментальных исследований. Питтинговый фактор, равный единице, соответствует равномерной коррозии (рисунок 1).

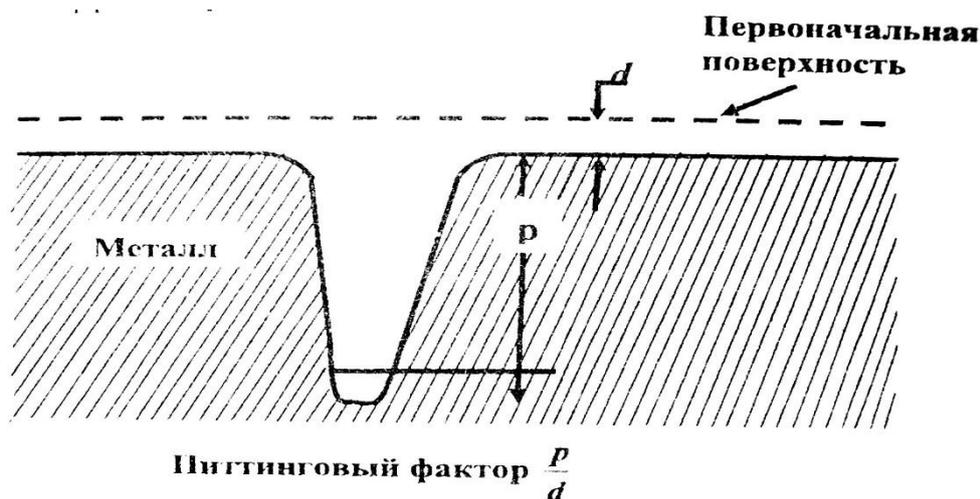


Рисунок 1 - Схема, поясняющая физический смысл питтингового фактора

Фреттинг – коррозия возникает вследствие вибрационных смещений стальных контактных поверхностей друг относительно друга. Обычно

коррозия этого типа сопровождается появлением питтингов на контактирующих поверхностях.

Кавитационная эрозия является результатом образования и схлопывания пузырьков газа на динамической поверхности раздела металл – жидкость. Она вызывает ряд питтингов, иногда сети трещин.

Коррозионное растрескивание сталей под напряжением (КРН) возникает при одновременном воздействии растягивающих напряжений и коррозионной среды.

Низкоуглеродистая сталь в почвенных условиях корродирует с образованием мелких язв, коррозия нержавеющей стали в морской воде сопровождается, как правило, образованием глубоких питтингов. Основной причиной образования питтингов является электрохимическая гетерогенность стальной конструкции, например, в области сварного шва.

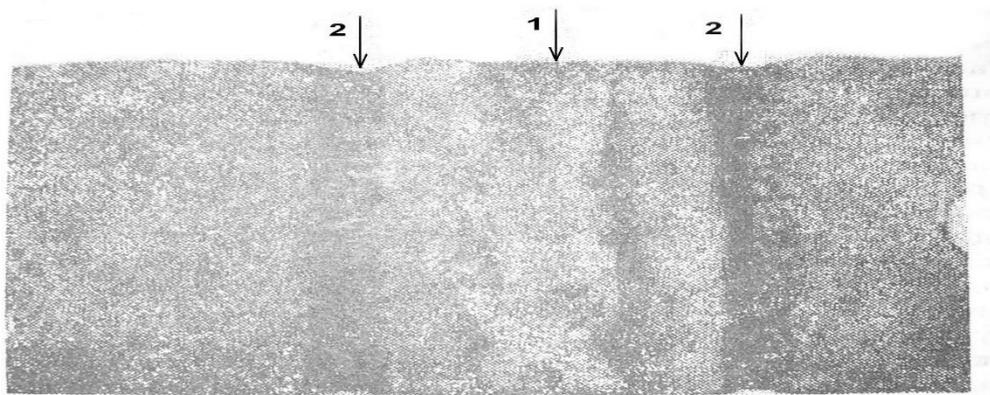


Рисунок 2 - Коррозионное разрушение стальной конструкции в области сварного шва: 1 – сварной шов; 2 – коррозионное разрушение в околошовной зоне

Коррозионное разрушение стальной конструкции в области сварного шва, представленное на рисунке 2, свидетельствует о том, что металл в околошовной зоне имеет более высокие внутренние напряжения, чем направленный металл собственно сварного шва и имеет более отрицательный электродный потенциал. В связи с этим в коррозионном гальваническом элементе «направленный металл – основной металл» околошовная зона сварного шва является анодом и подвержена интенсивному коррозионному разрушению. При избирательной коррозии происходит преимущественное растворение одного или нескольких

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

компонентов сплава, например, межкристаллитная коррозия сталей, которая развивается вдоль границ зерен. Причина ее – повышенная скорость растворения границ зерен. Частными случаями межкристаллитной коррозии хромоникелевых сталей является ножевая коррозия, протекающая в полосе основного металла, непосредственно прилегающей к сварному шву и оставляющая после себя след, подобный ножевому разрезу.

Проведенный статистический анализ отказов по линейной части магистральных газонефтепроводов показал, что основными причинами является наружная и внутренняя коррозия (рисунок 3).

В настоящее время нефть и газ перед транспортировкой по магистральному трубопроводу проходят специальную подготовку. По этой причине доля отказов на магистральных газонефтепроводах, вызванных внутренней коррозией, не превышает 6% от количества отказов, вызванных наружной коррозией, обусловленных как коррозионным разрушением наружной поверхности, так и стресс – коррозионным разрушением трубопроводов со стороны внешней, катодно – защищаемой поверхности.

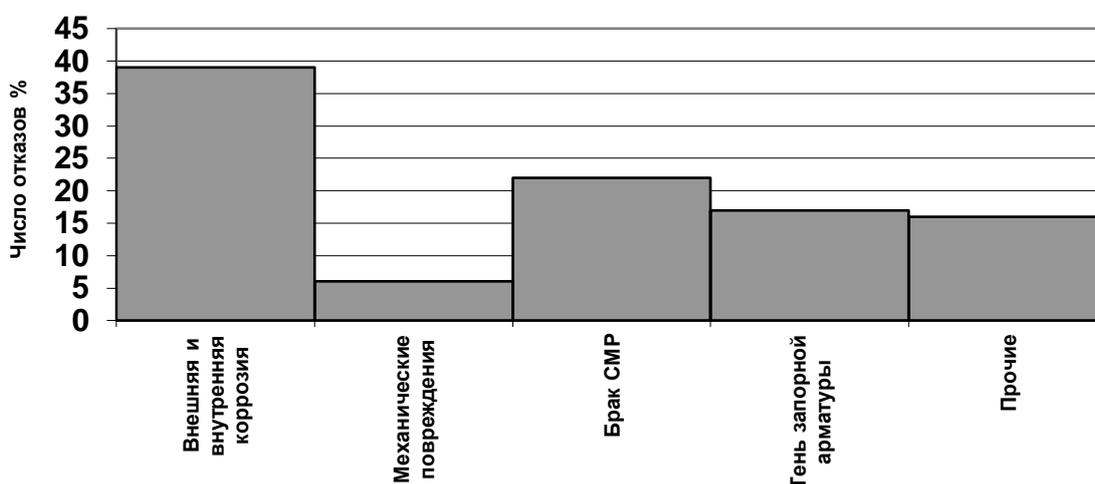


Рисунок 3 - Основные причины отказов на линейной части магистральных нефтегазопроводов

На рисунке 4 представлена динамика аварийности на газопроводах России (всех диаметров) по причине наружной коррозии и стресс – коррозии. Эти данные наглядно показывают, что по мере старения

трубопроводного транспорта страны, число аварий, связанных с наружной коррозией и стресс – коррозионными разрушениями трубопроводов, возрастает. Следует отметить, что причины стресс – коррозионного разрушения газонефтепроводов и их диагностика до настоящего времени остаются малоизученными.

По мере старения магистральных нефтегазопроводов стресс – коррозия превращается в проблему номер один. Так, до 1990 года число ЧП по этой причине не превышало 10% от всех аварий. За последние 5 лет число таких аварий достигло 38%.



Рисунок 4 - Динамика аварийности на магистральных нефтегазопроводах России (всех диаметров) по причине наружной коррозии и стресс – коррозии

На сегодняшний день практика эксплуатации подземных нефтегазопроводов свидетельствует о том, что основная причина отказов на линейной части связана с коррозионными разрушениями. Действительно, в настоящее время до 60% отказов на линейной части связано с коррозионными повреждениями. На приведенной диаграмме показано соотношение коррозионных и стресс – коррозионных отказов на линейной части магистральных нефтегазопроводов. Данные динамики аварийности показывают, что по мере старения трубопроводного парка страны, более половины коррозионных отказов на магистральных нефтегазопроводах

связано со стресс - коррозионными разрушениями. Данные свидетельствуют о том, что стресс - коррозионные отказы с возрастом трубопровода имеют тенденцию к возрастанию.

К сожалению, до сих пор нет единой общепризнанной теории стресс - коррозионного разрушения трубопроводов. Практически нет современных средств прямой диагностики стресс - коррозии.

Долгое время в России проявления этого вида коррозии трубопроводов не фиксировались. Газнадзором РФ до 1992 года зарегистрировано 43 аварии по этой причине. Однако можно предположить, что их было значительно больше, так как причины аварий первоначально связывали либо с качеством металла, либо с технологией сварочных и строительно-монтажных работ.

В нашей стране проблемой стресс - коррозии начали заниматься с 1983 года. С этого времени начался учет отказов трубопроводов по этой причине. Характерный признак разрушений нефтегазопроводов по причине стресс - коррозии - отсутствие явных следов коррозионных повреждений поверхности труб в сочетании с трещинами различной формы и вида в очаге разрушения и на прилегающих к нему участках.

Я считаю необходимым особо подчеркнуть тот факт, что истинные масштабы поражения магистральных нефтегазопроводов стресс - коррозией были раскрыты в последнее время, после детального анализа отказов на нефтегазопроводах, анализа результатов внутритрубной диагностики и коррозионного обследования, действующих нефтегазопроводов в шурфах. Необходимыми условиями для развития стресс - коррозии являются следующие:

- 1) отслоение изоляционного покрытия и доступ к поверхности трубы почвенного электролита;
- 2) наличие растягивающих напряжений.

В связи с развитой сетью нефтегазопроводов в России и значительными сроками их эксплуатации вызывает беспокойство

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

возрастающая аварийность на нефтегазопроводах по причине стресс – коррозии. Так, до 1990 года доля отказов газопроводов России из – за КРН последние пять лет 2000 – 2005 гг. число отказов по этой причине достигают 42% от общего числа отказов, а потери газа и экономический ущерб от них превысили 50% от общего ущерба.

Одна из наиболее распространенных гипотез возникновения коррозионного растескивания сталей утверждает, что стресс – коррозия вызывается насыщением металла водородом, поступающим от внешних источников и создающим в местах дефектов кристаллической решетки повышенное давление и охрупчивание.

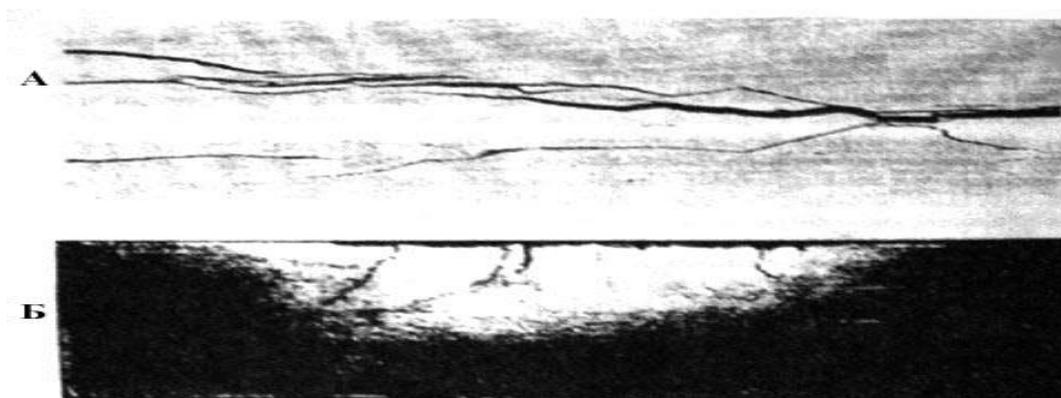


Рисунок 5 - Стенка трубопровода, подверженная стресс – коррозии со стороны катодно – защищаемой поверхности: А – вид в плане; Б – вид в профиль

Потенциальными источниками водорода служат различные химические соединения, такие как: сероводородосодержащий газ, вода, карбонатные и нитратные соединения, сульфатредуцирующие бактерии и так далее, которые под влиянием внешнего электрического поля катодной защиты разлагаются с выделением свободных ионов водорода. Ионы водорода на катодно – защищенной поверхности трубопровода под действием тока катодной защиты восстанавливаются до атомов $H^+ + e \rightarrow H_{adc}$. Адсорбированные на катодно – защищаемой поверхности атома водорода образуют с железом твердый раствор внедрения. Атом водорода, поглощенный ионной трубой, превращается в протон, а его электрон входит в состав электронного газа. Параметр кристаллической решетки равен 0,00000008 см, а протон имеет размер 0,0000000000013 см, то есть в 10000

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист 26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

раз меньше. В дефектах кристаллической структуры атомы водорода рекомбинируют в молекулы, размер которых превышает параметр кристаллической решетки, поэтому дефекты кристаллической решетки являются «ловушками» для водорода.

Стресс–коррозионное растрескивание особенно опасно для сооружений, находящихся под нагрузкой (трубопроводы для транспорта нефти и газа, емкости высокого давления). Образующийся на внешней поверхности в процессе электрохимических реакций атомарный водород, даже при температуре транспортируемого по трубопроводу продукта, легко проникает в стенку трубопровода. Атом водорода, поглощенный стенкой трубы, превращается в протон, а его электрон переходит в состав свободных электронов кристаллической решетки. В дефектных местах кристаллической решетки протон, окруженный электронным газом, превращается в молекулу водорода. Оказавшись внутри стенки трубопровода, молекулы водорода не могут диффундировать далее. Поэтому они собираются в микротрещинах и расслоениях стенки трубы. Когда давление водорода превысит предел прочности трубной стали, в стенке трубы образуются блистеры, которые в условиях упругодеформированного состояния стенки трубы приводят к стресс – коррозионному разрушению трубопровода. На рисунке 6 показана стресс – коррозионная трещина со стороны катодно – защищаемой поверхности трубопровода.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		27



Рисунок 6 - Стресс–коррозионная трещина, образовавшаяся в процессе эксплуатации катодно – защищаемого трубопровода

Наиболее вероятным механизмом, объясняющим общий ход развития стресс–коррозионной трещины со стороны внешней катодно – защищаемой поверхности трубопровода, является наводороживание пластической зоны стенки трубы на некотором расстоянии перед вершиной трещины, где в дислокациях (ловушках) кристаллической решетки стенки трубы давление молекулярного водорода, вызванного электролитическим насыщением, достигает и превышает временное сопротивление трубной стали.

1.3. Способы защиты стальных сооружений от коррозии

Скорость коррозии в значительной степени зависит от совместного действия всех факторов, влияющих на течение коррозионного процесса. Изменение состава окружающей среды может замедлить или ускорить коррозию. Так, ионы Cl^- в ряде случаев увеличивают скорость коррозии, так как при наличии ионов хлора образуется растворимая соль $FeCl_2$, которая в отличие от гидроокиси $Fe(OH)_2$, не образует на корродирующей поверхности защитной пленки. В том же направлении действуют и ионы

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						28

металлов с переменной валентностью: ($Fe^{2+} = Fe^{3+} + e$). Другие вещества (ингибиторы) замедляют процесс коррозии. Температура окружающей среды (грунта) также способствует изменению скорости коррозии, которая увеличивается с ростом температуры и наоборот. Отсюда следует, что при прокладке трубопроводов в мерзлых грунтах скорость коррозии невелика, но она резко увеличивается при их оттаивании.

Срок службы конструкций трубопроводного транспорта нефти и газа в естественных условиях окружающей среды часто относительно короткий. Продлить его можно четырьмя основными способами, которые широко используются в трубопроводном транспорте нефти и газа:

- 1) изоляцией стального сооружения от контакта с внешней агрессивной средой;
- 2) использованием коррозионностойких сталей;
- 3) воздействием на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности;
- 4) применением электрохимической защиты подземных стальных сооружений.

Мероприятия по борьбе с блуждающими токами осуществляются по двум основным направлениям: предупреждение или уменьшение возможности возникновения блуждающих токов на самом источнике тока и проведение специальных работ на защищаемом подземном сооружении по отводу блуждающих токов. Мероприятия первого направления – обязательные, но только начальная мера. Независимо от этого вида работ обязательно производится защита самих подземных сооружений: использование изолирующих современных покрытий, устройство электрических экранов, установка изолирующих фланцев (соединений) на трубопроводах, укладка трубопроводов в подземных коллекторах и каналах, электродренажная защита, катодная поляризация и др.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.4. Грунт как коррозионная среда

Грунтом называются горные породы, расположенные на глубине 1,5м и более от поверхности; верхний слой горных пород (от 0 до 1,5м) называется почвой. Подземные нефтегазопроводы как магистральные, так и технологические укладываются, как правило, ниже глубины промерзания грунта, на глубину до 2,5м. Горные породы в этом слое естественно изменены совместным влиянием воды, воздуха, деятельностью различного рода организмов и растений. Обычно почвы классифицируют исходя из их зонального размещения.

Важнейшим компонентом грунта как коррозионной среды является кислород, который содержится как в поровом воздухе, так и в почвенном электролите. Из таблицы 1 видно, что по мере увеличения пористости или уменьшения влажности грунта концентрация кислорода в грунте увеличивается.

Концентрация кислорода в почвенном электролите грунта в зоне аэрации где, как правило, прокладываются магистральные и технологические нефтегазопроводы, равна $0,8 \times 10^{-5}$ г/см³. Из таблицы видно, что концентрация кислорода в грунте, за счет газовой фазы грунта, выше практически в 10 раз. Подземные нефтегазопроводы практически всегда покрыты пленкой влаги, поэтому увеличение концентрации кислорода в грунте приводит к прямо пропорциональному увеличению скорости коррозии подземных нефтегазопроводов.

Другим важным критерием, характеризующим коррозионную опасность грунта, является удельное электрическое сопротивление грунта. Поэтому для оценки коррозионной активности грунта требуется знать удельное электрическое сопротивление грунта ρ (Ом×м).

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 - Влияние пористости и влажности грунта на концентрацию кислорода

Тип грунта	Пористость n, %	Влажность W, %	Коэффициент, K_w	Концентрация кислорода в грунте, 10^{-4} , г/см ³		Относительная погрешность, %
				Расчетная	Экспериментальная	
1	2	3	4	5	6	7
Песок	35	10	0,50	0,60	0,71	15
Песок	40	10	0,42	0,742	0,90	17
Песок	40	15	0,61	0,678	0,77	0,1
Глина	34,6	14,2	0,60	0,477	0,47	0,06

Под удельным электрическим сопротивлением грунта принято понимать сопротивление протеканию электрического тока в условном грунтовом проводнике площадью поперечного сечения 1 м^2 и длиной 1 м . Удельное электрическое сопротивление грунта зависит от влажности грунта и содержания солей в почвенном электролите. Оно значительно снижается по мере увеличения влажности (рисунок 7).

Из графика, представленного на рисунке 7, видно, что по мере достижения полного влагонасыщения грунта, равного $\approx 23\%$, то есть состояния, когда все поры грунта заполнены грунтовым электролитом, его удельное сопротивление уже практически от влажности не зависит и остается постоянным.

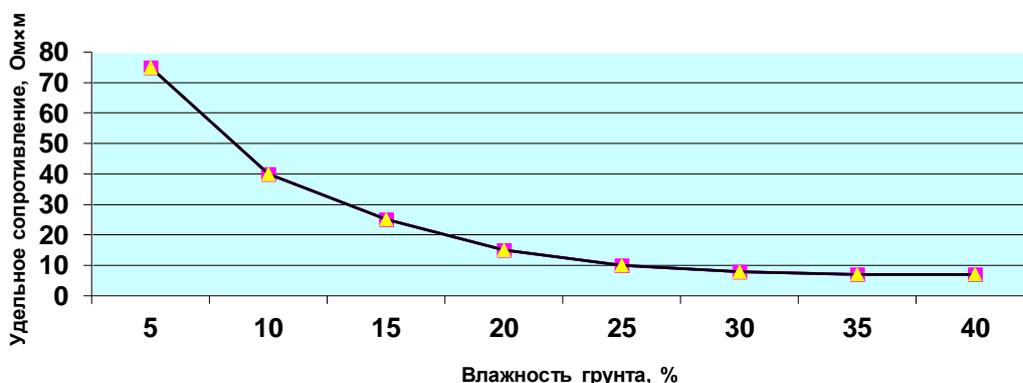


Рисунок 7 - Зависимость удельного сопротивления песчано-глинистого грунта от влажности

Удельное сопротивление грунта вдоль трассы магистрального нефтегазопровода изменяется в широких пределах. В зимний период, когда грунт промерзает, его удельное электрическое сопротивление резко возрастает. Промерзание верхнего слоя грунта увеличивает его сопротивление в несколько раз. Сопоставление удельного сопротивления талого и мерзлого грунта представлено в таблице 2. Из представленной таблицы видно, что при положительных температурах грунта его удельное сопротивление изменяется незначительно.

Таблица 2 - Удельное сопротивление талых и мерзлых грунтов

Тип грунта	Состояние грунта	
	Талый грунт	Мерзлый грунт
1	2	3
Суглинок при влажности менее 20%	300	1500-2000
Суглинок при влажности 20 - 40%	200-300	3000-4000
Торф с влажностью 120%	500-600	6000-8000

В случае полного влагонасыщения грунта удельное электрическое сопротивление грунта зависит от общей минерализации грунта (рисунок 8). Экспериментальные результаты, представленные на рисунке 8, показывают, что удельное электрическое сопротивление грунтов аналогичным образом по сравнению с влажностью зависит от общей минерализации грунтового электролита. В области малых концентраций солей в грунтовом электролите даже незначительное их изменение резко изменяет удельное электрическое сопротивление грунта. По мере увеличения минерализации более 250мг/л удельное электрическое сопротивление грунта практически не изменяется. В условиях эксперимента, оставаясь равным 9 – 6 Ом×м, низкое значение удельного электрического сопротивления грунта характерно для сильно засоленных, увлажненных грунтов; высокое омическое сопротивление грунтов характерно, как правило, для сухих грунтов. Большинство грунтов нефтегазодобывающих регионов России имеют значение $\rho = 1 - 100 \text{ Ом}\times\text{м}$.

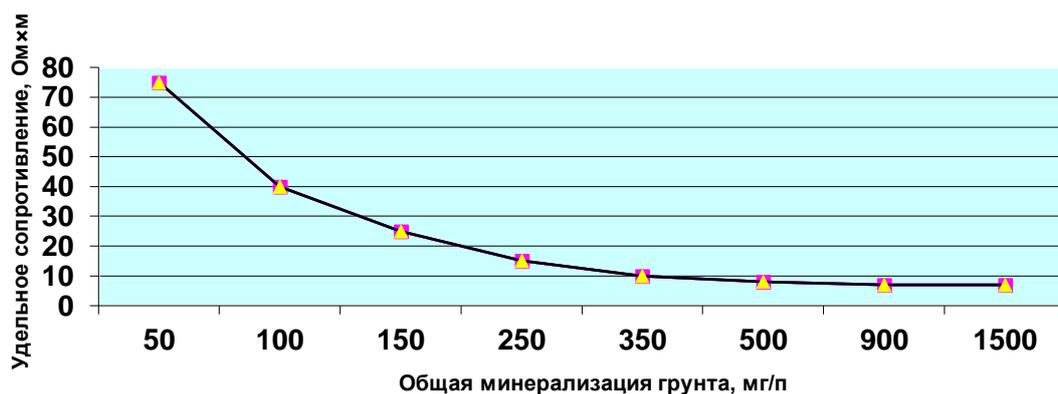


Рисунок 8 - Зависимость удельного сопротивления песчано-глинистого грунта от общей минерализации грунтового электролита

Между удельным электрическим сопротивлением грунта и опасность коррозии в определенных границах существует прямая зависимость: чем меньше ρ , тем больше возможность коррозии. Исходя из этой зависимости, можно оценивать коррозионную активность почв.

Следует отметить, что удельное сопротивление грунта отражает степень его коррозионной активности неоднозначно. Например, в водонасыщенных грунтах удельное сопротивление грунтов, как правило, не превышает 5 – 20 Ом·м, что свидетельствует о высокой их коррозионной активности. Но скорость коррозии трубопроводов в таких грунтах часто оказывается также невелика, не более 0,08 мм/год.

Состав почвенного электролита формируется растворением минеральных солей, содержащихся в твердой основе грунта, деятельностью микроорганизмов, а также протекающими в грунте биохимическими процессами. Состав почвенного электролита очень изменчив. Он меняется не только в различные сезоны года, но даже в течение суток, за счет испарения, конденсации и его перемещения в толще грунта. В таблице 1 в качестве примера приведен состав почвенного электролита грунтов Среднеобского региона. Просачивающиеся атмосферные осадки перемещают из верхних слоев грунта в нижние минеральные и органические водорастворимые соли. Простые катионы и анионы в

почвенно-грунтовым электролите характеризуются коэффициентом диффузии, равным $(0,5...2) \times 10^{-5} \text{ см}^2$ при температуре 25°C . Эффективный коэффициент диффузии кислорода в грунте, характеризующий условие доставки его к корродирующей поверхности трубопровода, также зависит от влажности грунта (таблица 3).

Таблица 3 - Влияние влажности грунтов на эффективный коэффициент диффузии кислорода

Тип грунта	Влажность, %	ЭКДК
1	2	3
Песок	10	$15,1 \pm 3,23$
	13	$4,42 \pm 0,84$
	20	$2,4 \pm 0,216$
Глина	9	$9,9 \pm 1,19$
	16	$2,43 \pm 0,414$
	20	$1,78 \pm 0,373$
	37	$1,57 \pm 0,047$
Торф	80	$13,1 \pm 2,49$
	100	$8,59 \pm 0,61$
	120	$4,63 \pm 0,147$
	160	$4,17 \pm 0,073$

По мере уменьшения влажности грунта от его полного влагонасыщения крупные поры заполняются воздухом. Находящийся в грунте катод в этих условиях покрыт пленкой влаги и соприкасается как с крупными порами, так и с тонкими капиллярами, заполненными грунтовым электролитом, через которые подпитывается пленка влаги на катоде. При малых значениях влажности песка, торфа и глины (менее 13, 100 и 16% соответственно) толщина пленки электролита на катоде уменьшается до 70...100 мкм. В этих условиях толщина пленки влаги на катоде меньше общей толщины диффузионного слоя. Когда толщина пленки влаги становится меньше толщины диффузионного слоя вблизи корродирующей поверхности, на скорость лимитирующего коррозионного процесса реакции

электровосстановления кислорода существенное влияние начинает оказывать и кислород, содержащийся в газовой фазе грунта. Прямым подтверждением сказанного является увеличение проницаемости кислорода корродирующей поверхности в шесть – десять раз (таблица 3), что на практике приводит к пропорциональному увеличению скорости подземных стальных трубопроводов. Эффективный коэффициент диффузии кислорода в грунте к корродирующей поверхности количественно характеризует доставку кислорода прежде всего через слой грунтового электролита, удерживаемого на корродирующей поверхности трубопровода адсорбционными силами.

1.5. Подземная коррозия стальных сооружений

Нефте – и газопроводы, подземные коммуникации нефтеперекачивающих и компрессорных станций, заглубленные и полузаглубленные резервуары, электрические бронированные кабели и другие стальные коммуникации, эксплуатирующиеся в подземных условиях, подвергаются коррозионному износу.

Грунт, содержащий растворенные в воде соли минеральных кислот: NaCl, CaCl₂, NaCO₃, CaCO₃ и др., обладает ионной проводимостью (проводник второго рода) по сравнению с металлами, обладающими электронной проводимостью (проводник первого рода). Наиболее характерным катодным процессом при грунтовой коррозии подземных стальных сооружений является кислородная деполяризация. Подвод кислорода к корродирующей поверхности осуществляется из газообразной и жидкой фаз грунта. Одновременно действуют несколько механизмов доставки кислорода, одним из которых является диффузионный.

В сильноокислых грунтах коррозия стальных сооружений протекает с водородной деполяризацией.

Кислыми грунты становятся вследствие присутствия угольной или

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		
						35

органических кислот. Большинство грунтов, где прокладываются магистральные и технологические нефтегазопроводы, имеют рН от 5 до 8, то есть это нейтральные либо слабощелочные грунты. Здесь доля водородной деполяризации по сравнению с кислородной пренебрежительно мала и коррозионный процесс протекает преимущественно с кислородной деполяризацией.

Первичным анодным процессом на оголенной поверхности трубопровода в грунте является переход в почвенный электролит ионов двухвалентного железа: $Fe = Fe^{2+} + nH_2O + 2e$. В грунтах, обладающих устойчиво нейтральными или основными свойствами, в результате взаимодействия с OH^- ионами, образуется гидрат закиси железа: $Fe^{2+} + 2OH^- = Fe(OH)_2$, который, взаимодействуя с растворенным в воде кислородом, переходит в гидрат окиси железа: $2Fe(OH)_2 + 1/2O_2 + H_2O = 2Fe(OH)_3$. Из приведенной схемы видно, что анодный процесс сопровождается гидратацией образующегося аниона металла, поэтому для осуществления анодного процесса необходимо присутствие в грунте некоторого количества влаги. Таким образом, процесс анодного растворения железа на влажных грунтах начинается с перехода в электролит иона-атома железа, несущего положительный заряд (катиона). При недостатке полярных молекул воды происходит накапливание положительных ионов-атомов железа на корродирующей поверхности, то есть происходит смещение потенциала анода в положительную сторону (анодная поляризация), уменьшающая скорость анодного растворения. Таким образом, при уменьшении влажности грунта скорость коррозии снижается. На уровне укладки подземных нефтегазопроводов влажность порового воздуха практически всегда равна 100%. По этой причине наружная поверхность подземных трубопроводов практически всегда покрыта пленкой влаги. По этой причине в большинстве естественных грунтов на уровне укладки подземных стальных трубопроводов имеющейся влаги достаточно для свободного протекания анодного процесса без заметного торможения.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i> 36
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Известно, что общая скорость коррозии подземных стальных сооружений определяется скоростью той реакции, которая протекает с наименьшей интенсивностью. Эта стадия процесса называется контролирующим фактором, так как именно она контролирует скорость течения процесса. Если коррозия подземного стального сооружения определяется деятельностью микрокоррозионных элементов, то контролирующим фактором процесса является катодная и анодная реакция. Коррозионный процесс с катодным контролем (катодная реакция) характерен для большинства плотных и увлажненных грунтов, когда основную роль играет реакция присоединения свободного электрона (кислородная и водородная деполяризация), протекающая в большинстве грунтов с минимальной скоростью. Это объясняется торможением поступления кислорода воздуха к поверхности корродирующего стального сооружения. Для сухих, рыхлых и хорошо аэрируемых грунтов характерен анодный контроль, когда затруднен отвод положительных ионов железа от анодного участка корродирующей поверхности стального сооружения. При коррозионном процессе, обусловленном образованием макрокоррозионных элементов (например, образование макропар дифференциальной аэрации на трубопроводе в результате неравномерного доступа кислорода), преобладающее значение имеет катодно-омический и омический контроль. В случае омического контроля коррозионного процесса величина удельного электрического сопротивления грунта может служить достаточно надежным критерием коррозионной активности грунта. В таблице 4 представлена оценка коррозионной активности грунта в зависимости от его удельного сопротивления.

Оценка коррозионной активности грунта по величине его удельного сопротивления проводится на стадии его коррозионных изысканий при проектировании подземных стальных сооружений, а также может быть полезна при исследованиях грунтовой коррозии.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i> 37
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 4 - Связь между удельным электрическим сопротивлением и коррозионной активностью грунта

Удельное электрическое сопротивление грунта, Ом×м	Коррозионная агрессивность грунта
1	2
свыше 50	низкая
от 20 до 50	средняя
до 20	высокая

Как было уже сказано, удельное электрическое сопротивление грунта не является единственным критерием при определении возможности коррозии подземных стальных сооружений.

К основным условиям возникновения грунтовой коррозии подземных стальных сооружений относятся:

- 1) разность потенциалов двух разноименных стальных сооружений или их деталей, а также отдельных участков поверхности корродирующего трубопровода;
- 2) наличие сквозных дефектов изоляции, то есть наличие контакта стальной поверхности с почвенным электролитом;
- 3) соединение анода и катода проводником первого рода, которым может быть и само стальное сооружение, если на его поверхности возникли анодные и катодные участки;
- 4) наличие в почвенном электролите растворенного кислорода и диссоциированных ионов.

Таковыми условиями всегда характеризуется поверхность любого стального сооружения, погруженного в грунтовой электролит или имеющего на поверхности тонкую пленку влаги. Степень опасности коррозионного разрушения подземного стального сооружения оценивают не по возможности его возникновения, а по скорости коррозии и величине убыли массы металла, определяемых токовым показателем коррозии. Как уже было сказано, большинство коррозионных процессов на наружной поверхности подземных стальных сооружений, протекают с кислородной деполяризацией. При этом наиболее существенным является факт, что

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

скорость катодного электрохимического восстановления кислорода определяется не кинетическими, а диффузионными факторами. Скорость коррозии в этом случае полностью определяется значением предельного (диффузионного) тока по кислороду и зависит не от электрохимических свойств трубной стали, а от условий доставки нейтральных молекул растворенного кислорода к корродирующей поверхности подземного стального сооружения.

Следует отметить, что роль конвекционных токов в толще грунта пренебрежительно мала. Здесь доступ кислорода лимитируется не только неподвижным слоем электролита (при свободной конвекции), а всей толщиной грунта над подземным стальным сооружением.

Концентрация растворенного в почвенном электролите кислорода при неизменных условиях не зависит от влажности грунта, поэтому с ее увеличением или уменьшением предельный ток по кислороду не должен изменяться. Если в отсутствие твердых частиц грунта плотность предельного тока кислорода в 0,5% NaCl, который применяли для задания требуемой влажности грунтов, была равна 0,175 А/м², то при погружении в этот же раствор песка, глины и торфа (при полном их влагонасыщении) плотность предельного тока кислорода уменьшилась в 2 – 3,5 раза. Наиболее вероятных причин, обусловивших наблюдаемое явление, две. Первая связана с ограничением конвективных потоков в толще грунта и затруднением доставки кислорода к зоне реакции. Вторая связана с возможным уменьшением площади электрода, доступной для протекания электрохимической реакции за счет ее экранирования твердыми частицами

Рассмотрим пример образования макрокоррозионного гальванического элемента на трубопроводах, проходящих через грунты с разным содержанием солей и разной влажностью (рисунок 9).

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

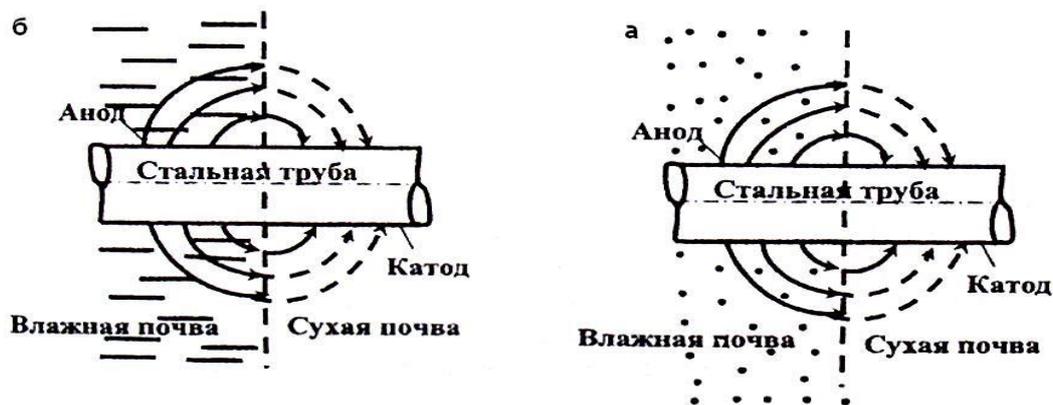


Рисунок 9 - Участок подземного стального трубопровода на выходе из болота (а) и участок подземного стального трубопровода в минерализованном и неминерализованном грунте (б)

Отрезок подземного стального трубопровода, соприкасающийся с более концентрированным грунтом (NaCl), по отношению к участку трубопровода, соприкасающимся с менее концентрированным грунтом, будет анодом в результате активирующего действия ионов хлора на анодный процесс и образования растворимой соли FeCl , которая препятствует образованию защитной пленки на корродирующей поверхности трубопровода. Точно так же, участок подземного трубопровода, находящийся в заболоченной местности, является анодом по отношению к участку трубопровода, проходящему по береговой (более сухой) аэрированной местности. На участках подземного трубопровода, где доставка кислорода затруднена, локализуется анодный процесс. Наоборот, на участках, где доставка кислорода к корродирующей поверхности облегчена, локализуется катодный процесс.

На грунтовую коррозию подземных стальных трубопроводов влияют следующие основные факторы:

- 1) наличие влаги (образование электролита и возможность возникновения электрохимической коррозии). Увеличение влажности грунта облегчает протекание анодного процесса, но затрудняет катодный процесс – снижается аэрируемость металла, то есть уменьшается поступление кислорода. Снижение содержания

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

влаги затрудняет отвод ионов металла. При отсутствии влаги нет электролита и нет электрохимической коррозии;

2) воздухопроницаемость грунтов, зависящая от влажности, пористости, химического состава. С повышением воздухопроницаемости облегчается катодный процесс и ускоряется коррозионное разрушение трубопроводов. Кроме этого, наличие разной аэрации участков приводит к образованию гальванических пар;

3) электрическая проводимость грунтов, которая зависит от влажности, состава и концентрации, структуры грунта. Увеличение засоленности грунтов снижает электросопротивление;

4) кислотность грунта ($pH = 3-7$), ускоряющая коррозию металлов в результате дополнительной катодной деполяризации ионами водорода;

5) разнородность грунтов по длине трубопровода, приводящая к образованию макрокоррозионных пар и усилению коррозии металлов;

б) температура транспортируемого по трубопроводу продукта. При повышении температуры скорость коррозии увеличивается, но резко замедляется при замерзании почвенно-грунтового электролита. Различие температур по длине трубопровода (вблизи нефтеперекачивающих и компрессорных станции и на некотором расстоянии от нее) может привести к образованию термогальванических коррозионных пар.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2. Методы защиты оборудования от коррозии

Для торможения коррозионного процесса требуется повлиять либо на образование иона металла, либо на свойства коррозионной среды. Наиболее эффективными являются методы, основанные на изменении свойств защищаемого металла. Однако с экономической точки зрения нередко предпочтительнее изменить свойства коррозионной среды или же применить комбинированные способы защиты. Можно выделить пять основных направлений борьбы с коррозией:

- 1) Обработка коррозионной среды, имеющая целью затормозить скорость катодной, анодной или общих реакций. Сущность метода сводится или к удалению веществ, ускоряющих коррозию, или к введению веществ, замедляющих ее (ингибиторы).
- 2) Электрохимическая защита, имеющая целью заставить анодные реакции протекать на специальных дополнительных электродах (катодная, анодная или протекторная защиты).
- 3) Защитные покрытия – как металлические, так и неметаллические.
- 4) Легирование металла либо замена его другим, более коррозионностойким.
- 5) Методы рационального конструирования.

Первое направление – снижение эффективности катодного или анодного процесса. Это может быть реализовано несколькими способами. К их числу относятся мероприятия, замедляющие катодный процесс, для этого необходимо уменьшить площади макрокатонов, например, путем закалки углеродистых сталей или улучшения химической чистоты применяемых материалов; повышением перенапряжения катодного процесса, например, путем легирования сталей мышьяком, сурьмой или

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Методы защиты оборудования от коррозии	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					42	127
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

висмутом. Эффективность анодного процесса можно понизить введением в применяемый материал легирующих добавок, повышающих термодинамическую устойчивость анодной фазы: легированием сталей никелем, никеля – медью, меди – золотом. Возможно также дополнительное легирование сплавов элементами, способствующими пассивированию анодной фазы: легирование сталей хромом, кремнием или алюминием, никеля – хромом. На снижение эффективности анодного процесса положительно влияет введение в хромистые и хромоникелевые стали стабилизирующих добавок, таких как титан, ниобий, ванадий, тантал и т. п. Наконец, снижения эффективности анодного процесса можно добиться уменьшением площади анодной фазы на поверхности материала путем проведения термической обработки, снижающей внутренние напряжения в материалах, и легированием сталей и сплавов элементами, препятствующими образованию зернограничных сегрегаций примесных атомов, например, легированием сталей такими элементами, как вольфрам и молибден.

Эта же группа методов борьбы с коррозией предусматривает модифицирование агрессивной внешней среды путем введения в нее ингибирующих добавок, снижающих ее агрессивность.

Второе направление предусматривает электрохимическую защиту, т. е. наведение в материале защищаемого изделия токов, препятствующих протеканию катодных или анодных процессов.

Третье направление подразумевает использование для борьбы с коррозией защитных покрытий. Основное назначение защитного покрытия, с одной стороны, состоит в создании барьерного слоя, препятствующего прониканию агрессивной среды к поверхности материала, с другой – в ограничении или предотвращении образования новой фазы (продуктов коррозии) на поверхности раздела «материал – покрытие», т. е. защитные покрытия должны обладать высокой химической устойчивостью, слабой проницаемостью для жидкостей и газов, хорошей адгезией к металлу или

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

неметаллическому материалу, высокой стабильностью структуры и относительно высокой механической прочностью и долговечностью.

Для повышения эффективности защиты изделия, работающего в агрессивных средах, часто последовательно наносится несколько разнотипных покрытий, например цинковое покрытие с последующим фосфатированием или нанесением нескольких слоев лакокрасочного материала.

Четвертое и пятое направления методов реализуются на стадии формирования технических условий на изготовление устройства и его конструирования, на стадии металлургического производства применяемого при его изготовлении материала стали или сплава путем введения в них соответствующих легирующих добавок. При разработке изделий, работающих в агрессивных коррозионных средах, должны применяться такие конструктивные решения, которые не допустят образования в изделии застойных зон, узких щелей. При конструировании корпусных изделий должны быть предусмотрены вентиляционные отверстия и т. п.

2.1. Изменение состава среды

В промышленных условиях эксплуатации в ряде случаев уменьшение потерь от коррозии может быть достигнуто при помощи изменения состава агрессивной среды. Для этого используют два приема:

- 1) удаление из агрессивной среды веществ, вызывающих коррозию металлов;
- 2) введение в агрессивную среду специальных веществ, которые вызывают значительное снижение скорости коррозионного процесса. Такие вещества называются замедлителями, или ингибиторами, коррозии.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1.1. Снижение агрессивности среды

Значительное изменение состава коррозионной среды может быть достигнуто одним из перечисленных способов:

- 1) удаление кислорода при помощи деаэрации раствора, насыщения его азотом или добавления в него поглотителей кислорода;
- 2) удаление кислот путем нейтрализации раствора гашеной известью или едким натром;
- 3) удаление солей из воды, идущей на питание паровых котлов, путем обработки ее ионообменными смолами;
- 4) вакуумирование.

Присутствие в среде, в которой пассивируются металлы, кислорода или других окислителей способствует процессу пассивации металлов и ведет к торможению коррозии. Во всех остальных случаях окислители стимулируют коррозию металлов.

Для снижения концентрации растворенного кислорода в него добавляют гидразин или сульфит натрия. Сульфит натрия применяют реже, так как его присутствие увеличивает содержание солей в воде.

Обработка водных растворов гашеной известью широко применяется в промышленности. Таким образом регулируют рН растворов, а также снижают содержание в них солей. При подщелачивании растворов образуются гидроксиды металлов, которые имеют более низкую растворимость, чем соответствующие соли. Часть гидроксидов выпадает в осадок, и содержание ионов металлов в растворе снижается.

2.1.2. Ингибиторная защита

Согласно стандарту ISO 8044-,1986 ингибиторами коррозии (ИК) называют химические соединения, которые, присутствуя в коррозионной

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

системе в достаточной концентрации, уменьшают скорость коррозии без значительного изменения концентрации любого коррозионного реагента. Ингибиторами коррозии могут быть и композиции химических соединений. Содержание ингибиторов в коррозионной среде должно быть небольшим.

Эффективность ингибиторов оценивается степенью защиты Z (в %), которая при полной защите равна 100%, и коэффициентом торможения γ (ингибиторный эффект). Степень защиты определяется по формуле:

$$Z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} \times 100 = \frac{i_1 - i_2}{i_1} \times 100, \quad (1)$$

где K_1 и K_2 – скорости растворения металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно;

i_1 и i_2 – плотности тока коррозии металла в среде без ингибитора и с ингибитором соответственно.

Коэффициент торможения показывает, во сколько раз уменьшается скорость в результате действия ингибитора:

$$\gamma = \frac{K_1}{K_2} = \frac{i_1}{i_2}. \quad (2)$$

В формулах (1) и (2) величины Z и γ связаны между собой соотношениями:

$$Z = \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) \times 100; \quad (3)$$

$$\gamma = \frac{1}{1 - \frac{Z}{100}}. \quad (4)$$

Ингибиторы подразделяются:

- 1) по механизму своего действия – на катодные, анодные и смешанные;
- 2) по химической природе – на неорганические, органические и летучие;
- 3) по сфере своего влияния – в кислой, щелочной и нейтральной среде.

Действие ингибиторов обусловлено изменением состояния поверхности металла вследствие адсорбции ингибитора или образования с

катионами металла труднорастворимых соединений. Защитные слои, создаваемые ингибиторами, всегда тоньше наносимых покрытий.

Ингибиторы могут действовать двумя путями:

- 1) уменьшать площадь активной поверхности;
- 2) изменять энергию активации коррозионного процесса.

В результате адсорбции ингибитора происходит изменение структуры двойного электрического слоя, в том числе изменение величины адсорбционного скачка потенциала.

Молекулы ингибитора, адсорбируясь на поверхности металла, могут не влиять на скорость анодного окисления металла, но при этом снижать скорость катодного восстановления окислителя. Такие ингибиторы называются *ингибиторами катодного типа*. Ингибиторы, молекулы которых снижают скорость анодного окисления металла, не изменяя при этом скорость катодного восстановления окислителя, называются *ингибиторами анодного типа*.

Если молекулы ингибитора, адсорбируясь на поверхности металла, снижают как скорость анодного растворения, так и скорость катодного восстановления окислителя, их называют *ингибиторами смешанного типа*. Они наиболее эффективны.

Адсорбция и формирование на металле защитных слоев обусловлены зарядом частиц ингибитора и способностью образовывать с поверхностью химические связи.

Катодные ингибиторы замедляют катодные реакции или активное растворение металла. Для предотвращения локальной коррозии более эффективны анионные ингибиторы.

Ингибиторы подразделяются на неорганические и органические. Пример неорганического ингибитора – гидрокарбонат кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, самый дешевый экранирующий ингибитор. Неорганические катодные

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

ингибиторы, содержащие катионы тяжелых металлов, например $\text{Bi}(\text{SO}_4)_3$, чаще всего применяются, когда коррозия протекает с водородной деполяризацией.

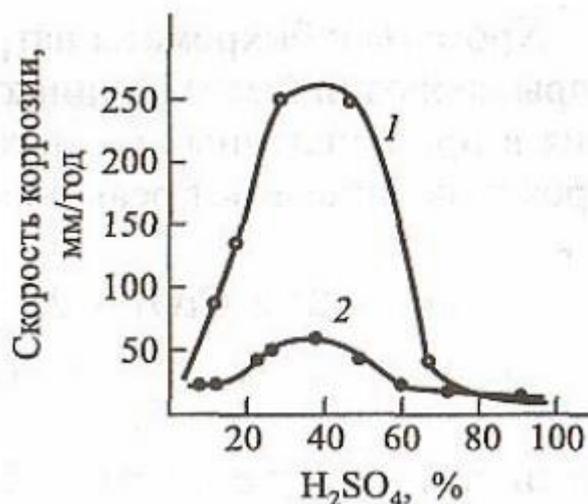


Рисунок 10 - Зависимость скорости коррозии стали в растворах H_2SO_4 :
1 - H_2SO_4 ; 2 - $\text{H}_2\text{SO}_4 + \text{As}^{3+}(0,045\%)$

Анодные неорганические ингибиторы образуют на поверхности металла тонкие ($\sim 0,01$ мкм) пленки, которые тормозят переход металла в раствор. К группе анодных замедлителей коррозии относятся химические соединения – пленкообразователи и окислители, часто называемые пассиваторами.

Ингибиторы смешанного действия уменьшают скорости анодной и катодной реакций; к ним относятся, например, силикаты $x\text{SiO}_2 \cdot \text{Me}_2\text{O}$, и полифосфаты – $(\text{MePO}_3)_n$. Их защитное действие состоит в нейтрализации растворенного в воде углекислого газа и в образовании на поверхности металла защитной пленки (рисунок 16) толщиной приблизительно 0,002 мм.

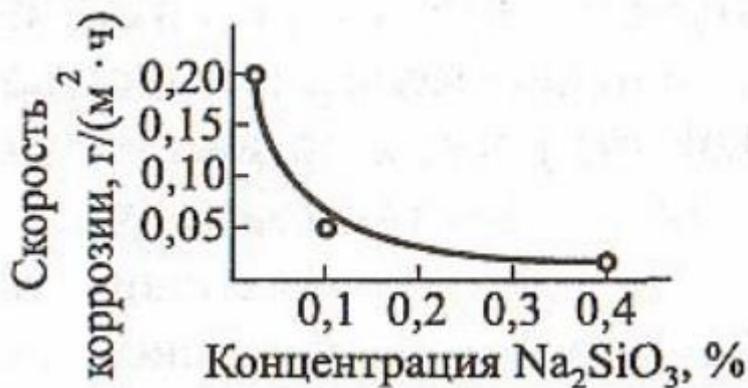


Рисунок 11 - Зависимость скорости коррозии стали в нейтральных водных растворах от концентрации Na₂SiO₃

Наибольшее распространение в промышленных условиях получили гексаметафосфаты натрия. Большой эффект достигается при совместном использовании фосфатов и хроматов.

Ингибитор коррозии – антивспениватель ИФХАНГАЗ-1 получил широкое применение в газовой промышленности. В результате взаимодействия ингибитора с сероводородом на поверхности металла возникает прочное соединение, которое затрудняет протекание электрохимических реакций.

Ингибиторы коррозии серии СЕКАНГАЗ (Секангаз 9,9Б и 10) разработаны совместно компаниями «ВНИИГАЗ», «ИФХАН» и французской фирмой «СЕКА». Их основу составляют производные жирных аминов. Эти вещества представляют собой полярные молекулы, адсорбирующиеся на поверхности металла. Жирная липофильная цепочка удерживает масляный слой, который препятствует контакту воды с металлом.

Совместно с немецкими фирмами «БАСФ» и «ХЕХСТ» созданы ингибиторы «Сепакор 5478» и «Додиген 4482-1». Ингибитор «Сепакор 5478» рекомендован для непрерывной закачки в пласт. Расход ингибитора составляет 14 л на 1 млн м³ газа. Ингибитор подается в скважину в виде 16%-ного раствора в метаноле. В результате испытаний показано, что общая

скорость коррозии составила 0,005 мм/год, а степень защиты от охрупчивания достигает 98%. Аналогичные результаты получены и для ингибитора «Додиген 481». Его термостабильность равна 200°C, и он рекомендован для технологий, предусматривающих как непрерывную, так и периодическую закачку в скважины и наземные трубопроводы.

2.2. Катодная защита подземных трубопроводов

2.2.1. Принципиальная схема катодной защиты трубопроводов

Катодную защиту применяют для предотвращения разрушения трубопровода от коррозии, а также, в отдельных случаях, от блуждающих токов при нецелесообразности использования электродренажной защиты.

При катодной защите отрицательный полюс источника постоянного тока подключают к трубопроводу, а положительный - к искусственно созданному аноду - заземлению. При включении источника тока электрическая цепь замыкается через грунтовый электролит и на оголенных участках трубопровода в местах повреждения изоляции начинается процесс катодной поляризации (рисунок 12).

Катодная поляризация конструкции часто сопровождается выпадением на ее поверхности осадка труднорастворимых гидроксидов, а также дополнительным смещением потенциала конструкции в отрицательную сторону вследствие увеличения концентрационной поляризации, что приводит к повышению эффективности катодной защиты.

Защите от электрохимической коррозии предшествует электрометрические изыскания, сущность которых заключается в подготовке исходных данных для выполнения необходимых расчетов и проектных работ.

Как известно, электрометрические изыскания включают в себя проведение измерений удельного сопротивления грунта или отбор проб грунта для определения в лабораторных условиях коррозионной

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

активности, измерений градиентов потенциала, потенциала сооружение – грунт, производство опытных защит, определение эффективности существующей защиты.

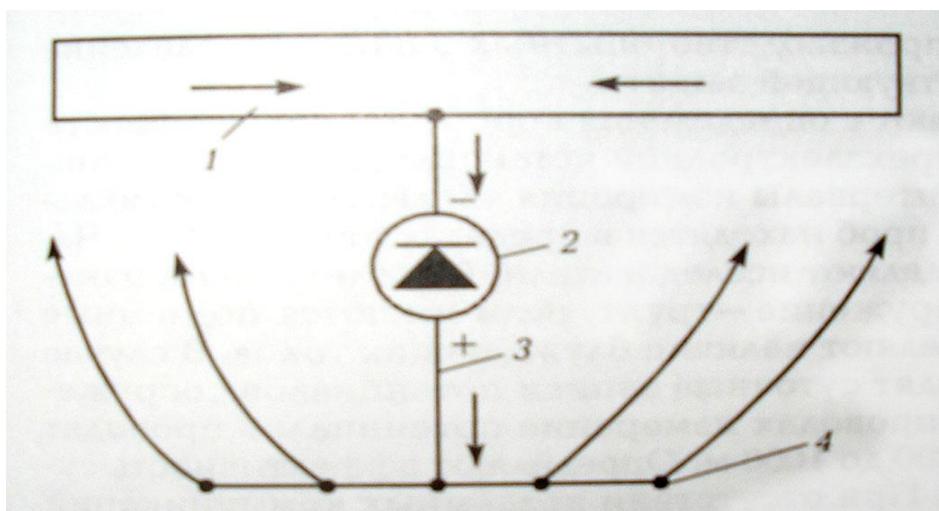


Рисунок 12 - Принципиальная схема защиты трубопроводов: 1 – трубопровод; 2 – внешний источник постоянного тока; 3 – соединительный провод; 4 – анодное заземление

Изыскания начинают с определения коррозионной активности грунтов методом четырехэлектродной установки, либо по плотности катодного тока. Интервалы измерения удельного сопротивления грунта или отбора проб находятся в пределах от 0,1 до 4 км. Частоту измерения определяют исследователи. В последующем измеряют потенциалы сооружение – грунт, если имеются подземные коммуникации, определяют наличие блуждающих токов. В случае необходимости проводят суточные записи потенциалов сооружение – грунт. На трубопроводах измерение потенциалов проводят через расстояние от 200 до 1000 км. Определяют эффективность существующей защиты. При отсутствии подземных коммуникаций измеряют градиент потенциала. Для ускорения производства электрометрических изысканий используют передвижные лаборатории.

2.2.2. Анодное заземление

Анодное заземление служит для ввода тока в грунт при защите от коррозии подземного трубопровода. К анодному заземлению предъявляются следующие требования:

- 1) минимальное переходное сопротивление растеканию тока;
- 2) наименьшие габаритные размеры;
- 3) наиболее долговечный и недефицитный материал;
- 4) простота установки;
- 5) невысокая стоимость.

Виды анодных заземлителей

Принципиально заземлитель может быть изготовлен из любого токопроводящего материала (металл, графит и т. п.).

При выборе материалов для анодов в установках катодной защиты часто останавливаются на наиболее простом и доступном материале – стальном ломе. Анодные заземлители, изготовленные из самого дешевого материала (стальной лом), оказываются очень дороги по той причине, что требуется их частая замена. Высокая скорость растворения стальных анодов является основным недостатком, препятствующим широкому применению стали в качестве анодного материала для системы катодной защиты.

Поэтому стальной лом для анодных заземлителей используют в том случае, когда он не дефицитен, а частая замена не представляет трудностей.

Срок службы анодных заземлителей увеличивается, если применяются малорастворимые металлы.

Для снижения потерь металла анодные заземлители устанавливают в активатор - неагрессивные электропроводящие засыпки из измельченной и утрамбованной коксовой и угольной крошки. В некоторых случаях применяют отходы электродного производства - графитовую крошку и шлак.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		
						52

При применении коксовой засыпки изменяется электрохимический механизм работы анодного заземлителя. Одновременно с ионной проводимостью на границе стальной заземлитель - грунт, связанной с растворением металла, возникает электронная проводимость на границе стальной заземлитель - засыпка.

Стеkanie электрического тока в грунт с прессованной коксовой засыпки не вызывает растворения поверхности заземлителя.

Характер электрохимических процессов, протекающих на поверхности анодного заземлителя, зависит от количества влаги в приэлектродном слое заземлителя, определяемого влажностью грунтов.

В засыпке не должно быть свободного грунтового электролита. В противном случае на поверхности заземлителя появляется ток ионной проводимости и стальной электрод начинает разрушаться.

По этой причине в грунтах насыщенной влажности (для коренных песков — 20 %, супесей — 25 % и суглинков — 30 %), где с поверхностью стального электрода контактирует грунтовой электролит, применение коксовой засыпки неэффективно. Стальные электроды разрушаются с той же скоростью, что и без засыпки.

Для влажных и маловлажных грунтов интенсивность разрушения стальных электродов в коксовой засыпке определяется электрохимическим эквивалентом для стали в коксе, который в 1,5 — 2,0 раза ниже, чем для стали в грунте в зависимости от плотности анодного тока.

Исследования в области применения коксовой мелочи показали, что для стальных анодов благоприятным условием работы является коксовая мелочь со степенью грануляции 1,2 — 2,5 мм. При таком гранулометрическом составе коксовой мелочи расход стального лома наименьший и в среднем составляет 4,5 кг/(А×год). Благодаря засыпке снижается переходное сопротивление анод – грунт, облегчается отвод газов, обеспечивается более равномерная работа всей поверхности анода.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

Для того чтобы анод был полностью предохранен от разрушения, свойства засыпки необходимо тщательно контролировать, она должна иметь низкое удельное сопротивление порядка 0,1 Ом×м. Если сопротивление больше необходимой величины, в нее добавляют графит.

К числу современных анодов, применяемых для катодной защиты с наложенным током, относят ферросилидовые, графитовые, коксографитовые, а также аноды из алюминия, платины, платинированного титана, тантала и др.

Ниже дается краткое описание большинства перечисленных анодов с указанием их преимуществ и недостатков, а также условий, благоприятствующих их применению.

При работе коксовой мелочи в качестве наполнителя заземлителя влага из окружающего грунта проникает между зерен коксовой мелочи и заполняет свободное пространство между электродом и грунтом. Благодаря этому дополнительно включается ионная проводимость влаги между электродом и грунтом, а общее сопротивление заземлителя снижается.

Графитовые аноды, длительно применяющиеся в электрохимической промышленности, применяются и в системах катодной защиты. Графит является стабильной модификацией углерода, и конечным продуктом его превращений под действием электрохимического процесса является двуокись углерода. Если весь ток, накладываемый при катодной защите на графитовый анод, будет образовывать углекислый газ, скорость разрушения графитового анода составит 1 кг/(А×год)

Одной из причин разрушения графита является кислород, который освобождается на его поверхности. Однако при высокой концентрации хлора в реальных электролитах (грунтовых), замедляется процесс разрушения графита кислородом, так как выделение хлора происходит гораздо быстрее нежели кислорода. Поэтому аноды из графита весьма хорошо ведут себя в хлорсодержащих средах (например, морской воде).

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Графитовые аноды обычно устанавливают в засыпку из коксовой мелочи, и при этом собственно анодом становится коксовая засыпка. Сопротивление растеканию тока уменьшается, а кислород, освобожденный на аноде, адсорбируется коксом. Таким образом, графит будет защищен от окисления.

К недостаткам графитированных анодов относят их низкую механическую прочность и хрупкость. Дефицитность и высокая стоимость в России не позволяют рекомендовать их к широкому внедрению.

Углеродистые электроды обычно имеют пористую структуру. В порах могут скапливаться выделяющиеся газы и, кроме того, по ним может проникать влага к металлическому токовводу, подвергая его коррозии. Поэтому с целью снижения скорости разрушения углеграфитовых электродов их пропитывают маслами или смолами.

В 1954 г. был предложен и испытан сплав ферросилида. В сообщениях об опыте использования ферросилидовых анодов отмечено, что ферросилид может быть применен для анодов при обычных плотностях тока с очень небольшими потерями металла. Потери металла (ферросилида) находятся в пределах 0,08-0,70 кг/(А × год).

Своей стойкостью к электрохимическому разрушению ферросилид обязан образованию на поверхности плотно сцепляющейся, проводящей пленки SiO₂, его способности (в отличие от графита) лучше работать в условиях преимущественного выделения кислорода на аноде.

При работе таких заземлителей (АКО-2М, АЗМ-2) на их поверхности образуется коричневая пленка, а в некоторых местах образуется точечная коррозия (при этом питтинги иногда достигают в диаметре 25 мм), что приводит к выходу из строя заземлителя. Кроме того, с увеличением плотности анодного тока повышается интенсивность растворения ферросилидовых анодов.

Применение свинцовых сплавов в качестве анодов катодной защиты известно с 1960-х гг. Для этих целей использованы следующие сплавы:

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

- 1) свинец, 12 % сурьмы, 14 % серебра;
- 2) свинец, 28 % мышьяка;
- 3) свинец, 6,7 % сурьмы, 3 % олова, 0,98 % серебра.

Добавка небольшого количества серебра делает такие сплавы "малорастворимыми". Этот эффект объясняется образованием на поверхности анода плотного хорошо проводящего оксидного слоя PbO_2 , который и является токоотдающей поверхностью.

При отсутствии легирующих добавок в виде серебра этот слой становится пористым и в работу включается нижележащий металлический свинец, который быстро растворяется.

Изготавливают анодные заземлители в коксобитумной оболочке. В качестве углеродсодержащего наполнителя используют коксовую мелочь, а в качестве связующего берут битумно - резиновую мастику. Анодные заземлители изготавливают методом прессования при давлении не менее 30 МПа. Удельное электрическое сопротивление материала оболочки не превышает 0,2 Ом×м. Для повышения механической прочности и долговечности иногда рекомендуют в оболочку добавлять различные полимеры.

Находят применение для стальных анодов обмазки, состоящие из смеси полупроводникового окисла и стекла. Полученное покрытие обладает достаточной стойкостью в средах, содержащих ионы хлора.

При работе таких анодных заземлителей на границе электрод-оболочка, за счет выхода на поверхность выделяющихся газов, оболочка разрывается и заземлители быстро выходят из строя.

В качестве протяженных анодных заземлителей можно использовать заземлители из электропроводящего эластомера типа ЭРП, «Райхем», «AnodeFlex» и др.

Заземлители представляют собой гибкий электрод из электропроводящего эластомера диаметром от 10 до 50 мм, по оси которого

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

расположен непрерывный токоввод в виде многопроволочной медной или омедненной стальной жилы (рисунок 13).

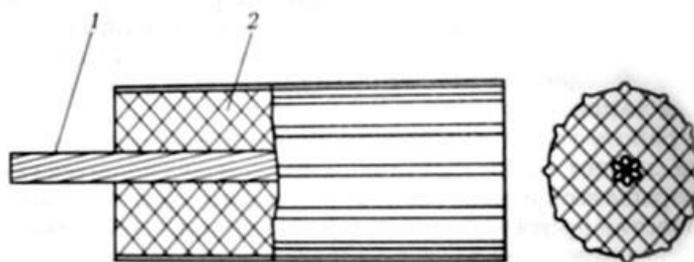


Рисунок 13 - Конструкция анодного заземлителя ЭРП: 1 – токоввод; 2 – рабочий электрод

Благодаря применению специальных составов эластомера анодные заземлители обеспечивают отекание значительных защитных токов, составляющих 0,04—0,08 А на погонный метр длины электрода.

Протяженные заземлители применяют для создания как локальных, так и протяженных заземлений, в любых грунтах и климатических условиях.

Заземлители можно укладывать горизонтально в траншеи или опускать в вертикальные скважины с применением засыпки из коксовой мелочи. Контактные соединения осуществляют в специальных колонках, что позволяет полностью исключить какие-либо соединения в грунте и повысить надежность заземления.

Связующее вещество является одним из основных компонентов композиционного материала.

Каменноугольный пек является лучшим связующим для брикетирования коксовой мелочи. Он представляет собой аморфную массу тяжелых фракций после отгонки из смолы масел и нафталина.

Наиболее простой способ установки поверхностных заземлителей — горизонтальный. В этом случае анодный заземлитель размещают на дне траншеи ниже глубины промерзания. Для размещения горизонтального анодного заземлителя требуется большая площадь, свободная от застройки, и в условиях большой глубины промерзания приходится производить большой объем земляных работ. Поэтому предложено устанавливать

анодный заземлитель вертикально в пробуренную на глубину 4 м скважину. Между собой заземлители соединяют изолированной шиной, прокладываемой в траншее на глубине 0,8 - 1,0 м. Для установки анодного заземления на глубину более 4 м требуется специальное буровое оборудование.

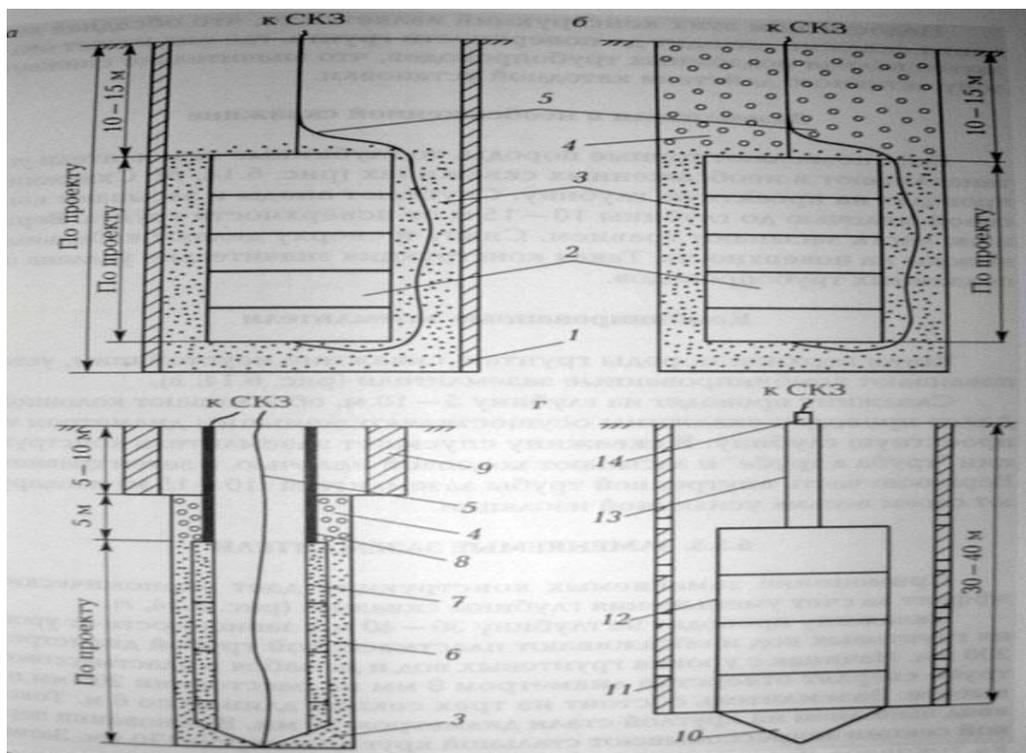


Рисунок 14 - Схемы конструкций заземлителей: 1 – обсадная труба; 2 – графитовые аноды; 3 – коксовая мелочь; 4 – графитовая засыпка; 5 – соединительные кабели; 6 – наружная труба; 7 – внутренняя труба; 8 – слой весьма усиленной изоляции; 9 – кондуктор; 10 – направляющий башмак; 11 – пластмассовая перфорированная труба; 12 – анод; 13 – контрольная труба; 14 – токоввод

Глубинные анодные заземлители устанавливают в предварительно пробуренную скважину на глубину до 100 м. Для выполнения этих работ требуется привлекать специализированные организации, имеющие буровое оборудование.

Можно размещать анодные заземлители в предварительно забитой трубе. Забивку труб выполняют со сваебойного агрегата на глубину до 40 м методом наращивания труб. Такой способ установки анодного заземления особенно выгодно применять в условиях капитального ремонта в застроенной части, так как нарушение благоустройства сводится к минимуму.

Факторы, влияющие на работу анодного заземления

На глубинное анодное заземление в процессе работы влияют такие факторы, как температура, электроосмос, выделение газов, форма заземления.

Влияние температуры

При большой анодной плотности тока, протекающего длительное время, в результате нагрева им грунта и последующего испарения влаги возможно осушение грунта, окружающего заземлитель. При этом сопротивление заземления резко возрастает

Вследствие осушения уменьшается электропроводность грунта вокруг заземлителя. Для того чтобы заземление было термически устойчивым, заземлители должны иметь поверхность тем большую чем больший ток будет проходить через них. Сопротивление растеканию заземления в наиболее сухой период года должно быть:

$$R = \frac{50}{I}, \text{ Ом} \quad (5)$$

Влияние газовыделения

При эксплуатации катодных установок с анодами поверхностного и глубокого заложения происходит выделение газов. Интенсивность выделения их зависит от плотности анодного тока. Выделяющиеся газы мигрируют в грунт, окружающий заземлитель, и вызывают отставание частиц породы от поверхности заземлителя.

При эксплуатации глубинных анодных заземлителей с большими плотностями анодного тока некоторое количество выделяющегося газа не успевает мигрировать в пласт и вокруг анода создается газовая оболочка. Эта оболочка увеличивает переходное сопротивление заземлитель - грунт, что приводит к уменьшению зоны действия катодной установки.

Поэтому при эксплуатации глубинных анодных заземлителей при токах катодных станций 25 А и выше необходимо предусматривать мероприятия по отводу от поверхности заземлителей образующихся газов.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

На аноде выделяются кислород и другие газы в зависимости от химического состава воды и грунта.

Влияние электроосмоса

При протекании большого тока через заземлители может происходить электроосмотический отгон влаги от заземлителей, которому противодействует гидромеханический напор грунтовой влаги, движущейся со скоростью гидромеханической фильтрации v_{ϕ} . Может наступить равновесие между электроосмотической v_{oc} и гидромеханической фильтрацией, т. е.

$$v_{oc} - v_{\phi} = 0 \quad (6)$$

Количество отгоняемой от анода воды:

$$Q = \frac{U \times I_{ж} \times I}{\pi \times v \times \lambda_{ж}}, \quad (7)$$

где I - сила тока, А;

v - вязкость жидкости, $\text{см}^2/\text{с}$;

$\lambda_{ж}$ - удельная электропроводность жидкости;

$I_{ж}$ - диэлектрическая постоянная жидкости;

U - электрокинетический потенциал ($U = 0.05 - 0.1\text{В}$).

Для уменьшения влияния электроосмоса в грунт, окружающий анод, добавляют соль или известь.

Влияние формы заземлителя

Наиболее удачной формой заземлителя для его равномерного разрушения является шар. В практике шаровые анодные заземлители не применяют в связи с трудностью их изготовления и установки.

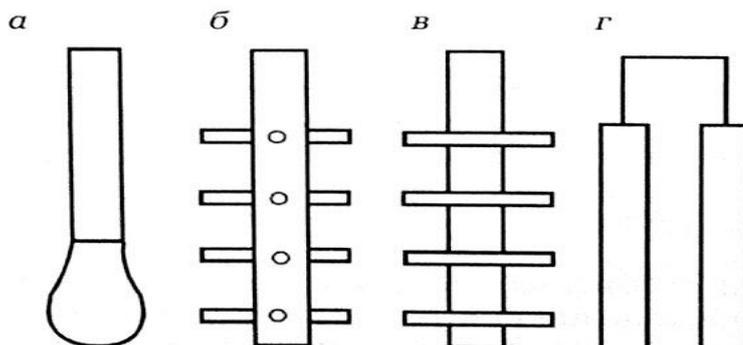


Рисунок 15 - Конструкции анодного заземлителя: а – с утолщенным низом; б – с приваренными штырями; в – с приваренными дисками; г – с приваренными полосами

В основном используются линейные анодные заземлители. В однородных грунтах они разрушаются в основном в виде вогнутого перевернутого конуса. Для повышения долговечности работы анодного заземлителя его делают утолщенным книзу или приваривают к нему штыри, полосы или диски (рисунок 15).

2.3. Протекторная защита трубопроводов

2.3.1. Принцип работы протекторной защиты

При прокладке магистральных трубопроводов в труднодоступных районах часто отсутствуют линии электропередачи, так как их сооружение для питания установок катодной защиты связано с большими затратами. В этом случае иногда применяют протекторную защиту. Принцип действия заключается в том, что интенсивному разрушению подвергают протектор — анод, имеющий более электроотрицательный потенциал, чем защищаемый стальной трубопровод, который служит катодом в образовавшейся гальванической паре.

Корродирующий металл можно рассматривать как бинарный короткозамкнутый гальванический элемент А-К, к которому присоединяется третий электрод, являющийся эффективным анодом (протектором).

При достаточном смещении потенциала системы в отрицательную сторону ток коррозии может стать равным нулю, т. е. наступит полная защита. Таким образом, для полного прекращения коррозии нужно поляризовать защищаемую металлическую конструкцию до значения потенциала наиболее отрицательной анодной составляющей ее поверхности.

Протекторы рекомендуется устанавливать в грунтах с удельным сопротивлением до 50 Ом×м. Так как мощность одного протектора

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

невелика, их размещают группами (рисунок 16, б) или исполняют в виде протяженных лент. Протяженные протекторы (рисунок 16, а) укладывают в одной траншее с трубопроводом. В этом случае, согласно рекомендациям ВНИИСТа, протяженные протекторы можно устанавливать в грунтах с удельным сопротивлением до 500 Ом×м.

Для протекторов, применяемых при защите стальных сооружений, можно использовать все металлы, имеющие более электроотрицательный потенциал, чем железо. Наибольшее распространение получили магний, цинк и алюминий.

Для протекторов при защите подземных сооружений часто используют магний, алюминий и цинк. Чистые металлы не получили практического применения для изготовления протекторов, так как магний имеет сравнительно низкую токоотдачу, а алюминий и цинк склонны к пассивации. Введение добавок позволяет получить сплавы с более отрицательными, чем у основного металла, потенциалами, которые могут оставаться активными и равномерно разрушаться. В магниевые сплавы для протекторов вводят добавки алюминия, цинка и марганца. Алюминий улучшает литейные свойства сплава и повышает механические характеристики, но при этом немного снижается потенциал. Цинк облагораживает сплав и уменьшает вредное воздействие таких примесей, как медь и никель, позволяя повышать их критическое содержание в сплаве. Марганец вводят в сплав для осаждения примесей железа. Кроме того, он повышает токоотдачу и делает более отрицательным потенциал протектора. Основные загрязняющие примеси в сплаве - железо, медь, никель, кремний. Они увеличивают самокоррозию протекторов и снижают срок службы.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

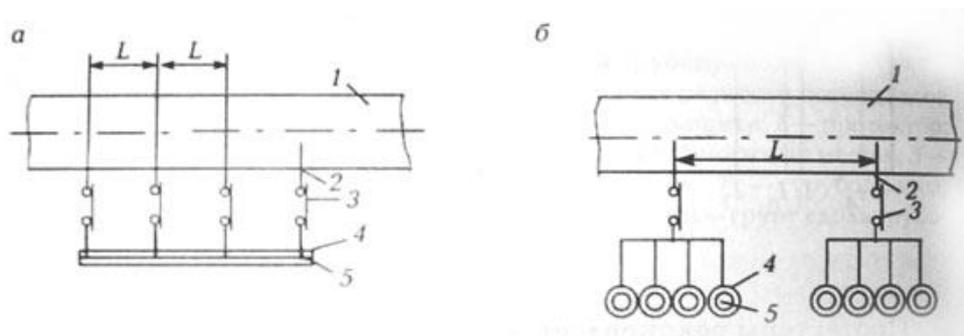


Рисунок 16 - Схема протекторной защиты подземного трубопровода: а – защита протяженными протекторами; б – защита групповыми протекторными установками; 1 – трубопровод; 2 – соединительный провод; 3 – контрольно-измерительная колонка; 4 – активатор; 5 – протектор

Эффективность работы протектора увеличивается при установке его в специальные смеси-заполнители, называемые активаторами. Активаторы служат для снижения самокоррозии протектора уменьшения анодной поляризуемости, уменьшения сопротивления растеканию тока с протектора, предотвращения образования плотных оксидных пленок на поверхности протектора. Применение активатора повышает КПД протектора, т. е. срок его службы, и стабилизирует ток в цепи протекторной установки.

Основные компоненты активаторов к магниевым сплавам: глина, гипс ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$), эпсомит ($\text{MgSO}_4 \times 10\text{H}_2\text{O}$) и мирабилит ($\text{Na}_2\text{SO}_4 \times 10\text{H}_2\text{O}$).

Активатор доводят до вязкой консистенции, добавляя воду перед установкой протектора. На один протектор используют 10 - 40 кг активатора.

Мирабилит снижает КПД магниевых протекторов и применяется только при отсутствии эпсомита. Глины и гипс в активаторе служат для предотвращения вымывания солей в процессе работы протекторной установки. Стабильная работа протекторной установки обеспечивается при установке протекторов ниже глубины промерзания или высыхания грунта.

2.3.2. Конструкция протекторов

Технология изготовления магниевых протекторов разработана совместно с Березниковским титаномагниевым комбинатом и Всесоюзным

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

институтом сплавов (ВИПС). Комплектные протекторы изготавливают с электродами из магниевых сплавов повышенной чистоты Мл-16, Мл-16пч, Мл-16вч, Мл-4вч и сплава МПУ. К электроду подсоединен изолированный соединительный проводник.

Комплектный протектор представляет собой электрод с соединительным проводником и порошкообразным активатором, находящимся в полиэтиленовом или хлопчатобумажном мешке. При транспортировке и хранении комплектный протектор находится в мешке из крафт-бумаги (рисунок 17).

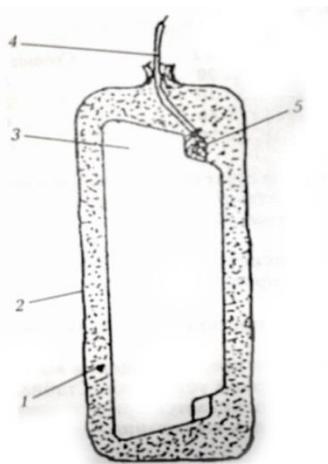


Рисунок 17 - Общий вид комплектного протектора типа ПМУ: 1 – активатор; 2 – хлопчатобумажный мешок; 3 – магниевый анод типа ПМ; 4 – соединительный провод; 5 – изоляция контактного узла

Магниевый электрод типа ПМ (таблица 5) представляет собой удлиненный профиль Д-образного сечения, в который при отливке вставляют стальной сердечник. Вокруг сердечника в магниевом электроде имеется углубление в виде воронки. После соединения контактов воронку заполняют битумной мастикой с целью предотвращения контактной коррозии. Потенциал протектор — грунт для этих сплавов равен минус 1,6 В по медно-сульфатному электроду сравнения (при разомкнутой цепи протекторной установки). При анодной плотности тока 10 мА/м² КПД протекторов находится в пределах от 0,52-0,66.

Масса протекторов ПМ 5У, ПМ 10У, ПМ 20У включает массу активатора. Теоретическая токоотдача протекторов составляет 2200 А×ч/кг.

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изготовленные из сплава магния Мг 95-1 протяженные протекторы, отличающиеся малой массой на единицу поверхности, резко расширяют область применения протекторов, которая раньше ограничивалась удельным сопротивлением грунтов до 50 Ом×м. Протяженные протекторы типа ПМП 35×10, ПМП 20×10 представляют собой полосу, намотанную на барабан.

Таблица 5 - Техническая характеристика магниевых протекторов

Тип протектора	Размеры протектора, мм				Масса $G_{\text{п}}$ Кг
	$l_{\text{п}}$	$d_{\text{н}}$	$l_{\text{а}}$	$d_{\text{а}}$	
ПМ-5	500	95	—	—	5
ПМ-5У	500	95	580	165	5
ПМ-10	600	125	—	—	10
ПМ-10У	600	123	700	200	10
ПМ-20	800	181	—	—	20
ПМ-20У	900	181	900	240	20

Каждый сегмент имеет контактный стержень, привариваемый к стальным обводам, охватывающим трубопровод.

В качестве материалов для анодных сегментов можно использовать вышеназванные сплавы.

В ОАО "Татнефть" разработана система протекторной защиты внутренней полости промысловых трубопроводов с использованием алюминиевых протекторов, соединенных из отдельных стержней внутри трубопровода.

Прутковые протекторы представляют собой биметаллический пруток с оболочкой из протекторного сплава и стальным оцинкованным контактным стержнем диаметром 4 мм, проходящим по центру протектора. Форма пруткового протектора может быть круглой, полукруглой и эллипсовидной и определяется технологией их изготовления.

При использовании прутковых протекторов последние соединяют между собой, при этом образуется единый протяженный протектор. Электрический контакт протяженного протектора с защищаемым сооружением осуществляют через КИП.

Для защиты подземных сооружений от коррозии, находящихся в зонах блуждающих токов, используют поляризованные протекторные установки, в которых подключение протекторов к трубопроводу осуществляют через полупроводниковый диод. Порог открывания диодов должен быть в пределах 0,3 — 0,4 В. Для этой цели применяют германиевые диоды, соединенные параллельно по 3—6 шт. При использовании кремниевых диодов применяется схема снижения порога открывания диода с помощью дополнительного источника тока.

В качестве источника тока используется сухой элемент типа 373. Контактную панель, плату с диодом и другими элементами схемы, а также источник тока размещают в контрольно-измерительной колонке.

Резервная защита с помощью протекторов автоматически включается в работу при отключении основной катодной защиты. Монтаж осуществляют аналогично основной протекторной защите.

Временную электрохимическую защиту трубопроводов вводят до строительства основных систем катодной защиты. Число и расстановка протекторов вдоль уложенного в грунт трубопровода определяются типовым проектом, учитывающим проектные требования к изоляционному покрытию трубопровода после его засыпки и сроком введения в строй основной электрохимической защиты.

2.4. Электродренажная защита подземных трубопроводов

2.4.1. Принцип работы электродренажной защиты

Электрический ток, протекающий через металлическое сооружение, смонтированное в грунте, влияет на скорость коррозионного разрушения

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						66

при переходе с металла в электролит. Возникновение токов связано с работой электрических устройств, в которых в качестве токопровода используется земля. В ней появляются электрические токи, сила и направление которых могут изменяться во времени. Эти токи получили название «блуждающие».

Источниками блуждающих токов служат линии электрифицированных железных дорог, трамваев, метрополитена, линии передачи постоянного тока, работающие по системе провод-земля, установки катодной защиты подземных металлических сооружений. Устройство электроснабжения электрифицированных железных дорог, трамваев и метрополитена принципиально одинаково, поэтому и процессы возникновения в земле блуждающих токов от этих источников одинаковые. Положительный полюс источника питания подключают к контактному проводу, а отрицательный — к рельсам. При такой схеме электроснабжения тяговый ток от положительной шины тяговой подстанции по питающим фидерам (линиям) поступает через контактную сеть и токоприемник к двигателю электровоза, а затем через колеса и рельсы к отрицательной шине тяговой подстанции. Так как рельсы не полностью изолированы от грунта, часть тягового тока стекает с них в землю. Сила стекающего тока, который и является блуждающим, тем больше, чем меньше переходное сопротивление между рельсами и грунтом и чем выше продольное сопротивление рельсов.

При условиях, способствующих утечке тока в грунт (отсутствие стыковых соединений на рельсах, загрязненность балласта и т. д.), сила блуждающего тока в грунте может достигать более 20 % от общей силы тягового тока, т. е. десятков ампер. Среднесуточная плотность тока утечки, превышающая 0,0015 мА/м², считается опасной для подземных металлических сооружений.

Участок рельсового пути, на котором находится электровоз, имеет положительный потенциал по отношению к окружающему грунту, а

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

участок в районе подключения отсасывающего фидера - отрицательный. Так как на участке между двумя тяговыми подстанциями могут находиться несколько электровозов, то в зависимости от их расположения и силы тягового тока потенциалы отдельных участков рельсового пути будут изменяться как по значению, так и по знаку.

Блуждающие токи, протекая в грунте и встречая на своем пути подземные металлические сооружения (трубопровод, кабель и др.), переходят на них, так как сопротивление металла значительно меньше сопротивления грунта. Ток течет по металлическому сооружению до тех пор, пока не встретит благоприятных условий для возвращения на минусовую шину тяговой подстанции. Блуждающие токи имеют радиус действия до нескольких десятков километров в сторону от токонесущих сооружений (трамвайных или железнодорожных рельсовых путей, линий электропередачи и т. д.). В местах входа блуждающих токов в трубопровод и выхода из него в грунт протекают электрохимические реакции. В зоне входа токов происходит катодный процесс, который приводит к подщелачиванию грунта, а иногда и к выделению водорода. В местах выхода тока в грунт образуются анодные участки, где происходит усиленное растворение металла, прямо пропорциональное силе тока.

Большую опасность представляет собой неравномерное распределение стекающего тока с поверхности подземного сооружения, так как неравномерность утечки приводит к сосредоточенному разрушению металла.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

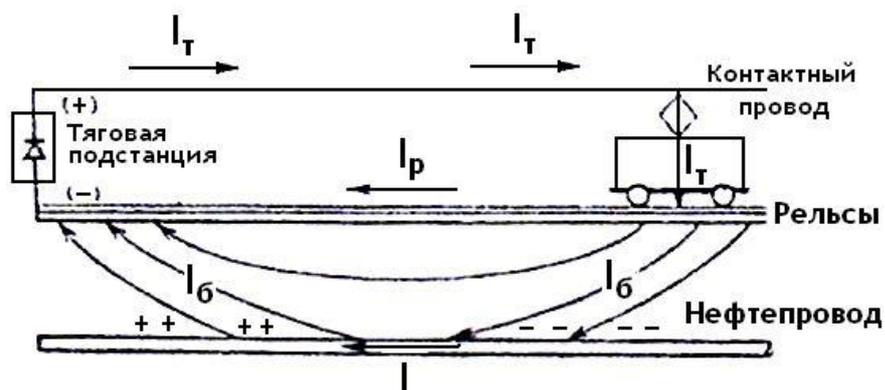


Рисунок 18 - Схема возникновения блуждающих токов в подземном стальном трубопроводе

Переменный блуждающий ток также опасен, но скорость разрушения металлов им в несколько раз меньше, чем постоянным током. Опасность в этом случае резко возрастает, если блуждающий переменный ток в грунте каким-либо образом выпрямляется.

Блуждающие токи могут выводить из строя незащищенные или плохо защищенные подземные металлические сооружения (трубопроводы, кабели, резервуары и т. д.) в течение нескольких месяцев.

Наличие блуждающего тока на трубопроводе устанавливают на основании замеров потенциалов и тока. Опасными величинами являются такие, которые дают сдвиг потенциала от естественного в положительную сторону, причем, чем больше этот сдвиг, тем больше вероятность коррозии вследствие возникновения блуждающих токов. При обнаружении на трубопроводе блуждающих токов возникает необходимость принятия защитных мер для предупреждения разрушений.

Для предотвращения больших утечек тока необходимо обеспечить нужное состояние железнодорожного рельсового пути: расстояние между тяговыми подстанциями не должно превышать для однопутных 35 км и для двухпутных — 25 км; сопротивление стыков рельсов не должно превышать сопротивления рельса длиной 3 м; железнодорожный путь должен иметь междупутные соединители через каждые 300 - 600 м.

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

Все эти мероприятия направлены на уменьшение сопротивления основного пути тока по рельсам.

Для уменьшения действия блуждающих токов применяют: укладку рельсов на шпалы, пропитанные диэлектриком, на бетонные шпалы для увеличения переходного сопротивления от рельсов к земле; укладку путей на щебень; очистку путей от грязи. Схема установки дренажной защиты представлена на рисунке 19:

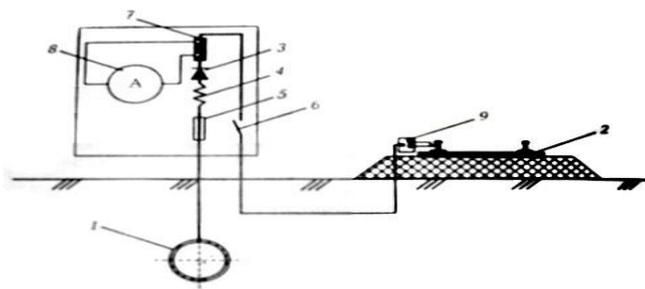


Рисунок 19 - Схема установки дренажной защиты: 1 – трубопровод; 2 – электрофицированная железная дорога; 3 – диод; 4 – регулируемое сопротивление; 5 – предохранитель; 6 – рубильник; 7 – шунт; 8 – амперметр; 9 – дроссель-трансформатор

Особое внимание следует уделять местам наибольшего сближения рельсов с трубопроводами (в основном переходы).

Места перехода должны быть очень хорошо изолированы. Для этого трубопровод укладывают в кожухи. Трубопровод надежно изолируют от кожуха с помощью изоляторов.

Для уменьшения влияния блуждающих токов на подземные сооружения применяются изолирующие соединения. При этом возрастает продольное сопротивление трубопроводов, что позволяет эффективнее использовать систему ЭХЗ. Однако при этом методе возможно появление новых анодных участков, поэтому он применяется редко.

Изолирующие соединения применяются для следующих целей:

- электрического разъединения основной магистрали и трубой проводов-отводов с иными электрохимическими свойствами;
- электрического разъединения изолированного трубопровода и сооружений, имеющих низкое переходное сопротивление (компрессорные

и газорегулирующие станции, промышленные коммуникации, резервуары, предприятия, имеющие рельсовый электротранспорт и т. п.);

— электрического разъединения трубопровода, имеющего катодную защиту, и объектов, не требующих катодной защиты.

В качестве изолирующих соединений используются изолирующие фланцы или муфты.

Изолирующие соединения на магистральных трубопроводах монтируют в отдельных колодцах или укладывают в грунт, в последнем случае они должны быть тщательно изолированы. На станциях регулирования и компрессорных станциях изолирующие соединения, как правило, располагают на поверхности земли.

Анодные зоны, которые могут возникнуть при установке изолирующих соединений, устраняют или применением токоотводов, или шунтированием соединения регулируемым резистором.

Шунтирующий резистор подключают к контактными элементам изолирующего фланца или к трубе изолированным медным проводом сечением 25 — 35 мм². При необходимости обеспечения протекания тока в одном направлении последовательно с резистором устанавливают диод на силу тока не менее 50 А.

Отвод тока с трубопровода в грунт достигается установкой магниевых протекторов. В этом случае в анодной зоне создаются условия катодной защиты данного участка трубы.

2.4.2. Установки электродренажной защиты

Влияние блуждающих токов можно предупредить или совсем устранить применением установок дренажной защиты (УДЗ), принцип работы которых заключается в устранении анодных зон на подземных трубопроводах при сохранении катодных зон. Этого достигают отводом (дренажом) блуждающих токов с участков анодных зон в рельсовую цепь электротяги или на сборную шину отсасывающих кабелей тяговой

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

подстанции. В зависимости от условий применения дренажные установки можно разделить на четыре группы — прямые, поляризованные, усиленные электродренажные установки и поляризованные протекторные установки (рисунок 20).

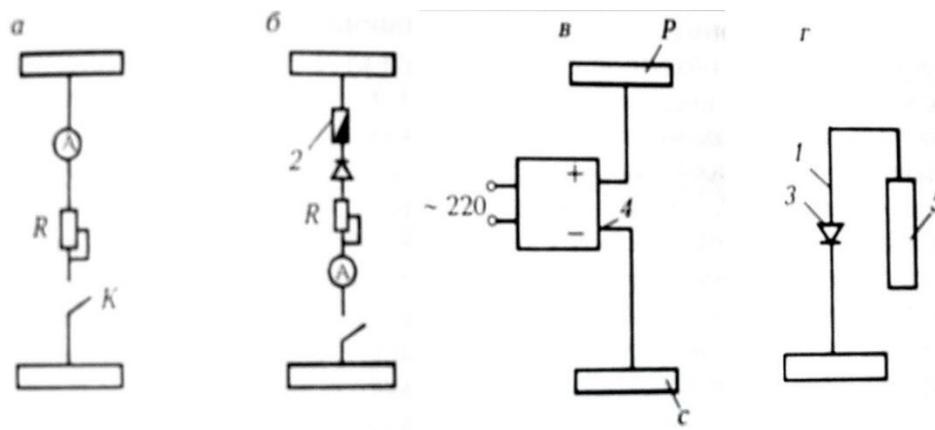


Рисунок 18 - Схемы электродренажных установок, применяемых для борьбы с блуждающими токами: а – прямой дренаж; б – поляризованный дренаж; в – усиленный дренаж ; г – поляризованный протектор; С – сооружение; Р – рельс; 1 – дренажные кабели; 2 – плавкий предохранитель; 3 – полупроводниковый вентиль; 4 – усиленная дренажная установка; 5 – протектор

Наиболее проста по конструкции установка прямого дренажа (рисунок 20, а). Она позволяет регулировать реостатом и контролировать по амперметру величину дренажного тока. Прямой дренаж обладает двусторонней проводимостью, применяется в зонах, где потенциал сооружения по отношению к рельсам электрифицированного транспорта всегда положителен. Однако во время аварийных или ремонтных отключений тяговой подстанции возможно перераспределение участков нагрузки между сопряженными тяговыми подстанциями. Это может явиться причиной возникновения в прямом дренаже обратных токов и усугубить коррозионную опасность для трубопровода. Поэтому прямой дренаж применяется только при проведении опытных защит.

Поляризованный электродренаж применяется когда потенциал защищаемого сооружения по отношению к грунту положительный или знакопеременный, а разность потенциалов сооружение - рельс больше разности потенциалов сооружение - грунт.

Благодаря введению в схему вентильного элемента поляризованный дренаж обладает односторонней проводимостью, что исключает попадание блуждающих токов в сооружение по дренажному кабелю при изменении режима работы тяговых подстанций.

Усиленный электродренаж (рисунок 20, в) применяют, когда сооружение имеет положительный или знакопеременный потенциал по отношению к грунту, обусловленный действием источников блуждающих токов. Усиленный электродренаж представляет собой катодную установку, в которой отрицательный полюс присоединен к защищаемому сооружению, а положительный — к рельсам электрифицированного транспорта. Такой дренаж кроме отвода блуждающих токов от сооружения к рельсам обеспечивает дополнительную катодную защиту подземного сооружения.

Все электродренажные установки на электрифицированных железных дорогах целесообразно подключать к средней точке путевого дросселя,

Поляризованные протекторные установки (рисунок 20, г) представляют собой обычную систему протекторов, присоединяемых к защищаемому подземному сооружению через полупроводниковые вентильные элементы. Поляризованные протекторные установки наиболее рационально использовать для защиты подземных сооружений от влияния блуждающих переменных токов. Они дают возможность через протектор снять с металлических конструкций анодный полупериод переменного тока и оставить на них, благодаря наличию в цепи вентильного элемента, катодный полупериод, который обеспечивает их автоматическую катодную защиту. Однако использование протекторных установок не нашло широкого применения.

При сооружении установок дренажной защиты необходимо выполнить следующие виды строительно-монтажных работ: разработку грунта под оборудование и кабельную линию; прокладку кабеля или воздушной линии; монтаж дренажного устройства и защитного заземления;

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						73

установку контрольно – измерительного пункта и кабельной стойки; монтаж катодного вывода, электрических цепей дренажной установки, устройств грозозащиты, ограждения дренажного устройства; рекультивацию земель.

2.5. Изоляционные покрытия

2.5.1. Назначение изоляционных покрытий

Изоляционные покрытия металлических сооружений увеличивают омическое сопротивление коррозионной цепи и, следовательно, уменьшают токи коррозии, то есть коррозионное разрушение металла. Для подземных металлических сооружений изоляционное покрытие отделяет поверхность сооружения от почвенного электролита, что предотвращает почвенную коррозию.

2.5.2. Конструкции изоляционных покрытий

Изоляционные покрытия должны обладать следующими свойствами:

- 1) водонепроницаемостью, исключающей возможность насыщения пор покрытия почвенной влагой и тем самым препятствующей контакту электролита с поверхностью защищаемой стали;
- 2) хорошей адгезией (прилипаемостью) покрытия к изолируемой стальной поверхности, что предотвращает отслаивание изоляции при
- 3) местном разрушении ее сплошности, а также исключает проникновение электролита под покрытие;
- 4) сплошностью, обеспечивающей надежность покрытия, так как даже мельчайшая пористость в покрытии приводит к созданию электролитических ячеек и протеканию коррозионных процессов;

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- 5) химической стойкостью, обеспечивающей длительную работу покрытия в условиях агрессивных сред;
- 6) электрохимической нейтральностью: отдельные составляющие покрытия не должны участвовать в катодном процессе, в противном случае это может привести к разрушению изоляции при электрохимической защите металлического сооружения;
- 7) механической прочностью, достаточной для проведения изоляционно-укладочных работ при сооружении металлического объекта и выдерживающей эксплуатационные нагрузки;
- 8) термостойкостью, определяемой необходимой температурой размягчения, что важно при изоляции «горячих» объектов, и температурой наступления хрупкости, что имеет большое значение при проведении изоляционных работ в зимнее время;
- 9) диэлектрическими свойствами, определяющими сопротивление прохождению тока, предотвращающими возникновение коррозионных элементов между металлом и электролитом и обуславливающими экономический эффект от применения электрохимической защиты;
- 10) отсутствием коррозионного и химического воздействия на защищаемый объект;
- 11) возможностью механизации процесса нанесения изоляционного покрытия как в базовых, так и в полевых условиях;
- 12) недефицитностью (широкое применение находят только те материалы, которые имеются в достаточном количестве);
- 13) экономичностью (стоимость изоляционного покрытия должна быть во много раз меньше стоимости защищаемого объекта).

Всем этим требованиям не отвечает ни один естественный или искусственный материал, поэтому для изоляции подбирают материалы, отвечающие ряду требований, наиболее характерных для рассматриваемых условий сооружения и эксплуатации объекта. Для изоляции металлических

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

сооружений широко применяют битумные и каменноугольные мастики (пеки), полимерные и оберточные материалы, лаки, краски, эмали.

Согласно действующим нормативно-техническим документам, для защиты нефтегазопроводов от коррозии применяют два типа изоляции: нормальный и усиленный. Усиленный тип защитных покрытий следует применять на трубопроводах диаметром 820мм и более независимо от условий прокладки, а также на всех нефтегазопроводах любого диаметра прокладываемых:

- 1) в засоленных грунтах;
- 2) в болотистых, заболоченных и поливных почвах;
- 3) на подводных переходах и в поймах рек;
- 4) на переходах через автомобильные и железные дороги, в том числе на защитных футлярах и участках нефтегазопроводов, примыкающих к ним в пределах расстояний, устанавливаемых при проектировании;
- 5) на пересечениях с другими трубопроводами, силовыми кабелями, кабелями связи по 20м в обе стороны от места пересечения;
- 6) на участках блуждающих токов;
- 7) на участках нефтегазопроводов с температурой транспортируемого продукта более 40°С;
- 8) на участках нефтегазопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000м от рек, озер, водохранилищ, а также границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяют защитные покрытия нормального типа.

Согласно ГОСТ Р 51164-98 [11] «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», для изоляции нефтегазопроводов рекомендовано 22 конструкции защитных покрытий, из них: 19 – усиленного типа и 3 – нормального.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

С 2001 г. изоляция трубопроводов полимерными лентами прекращена. Используются только комбинированные покрытия:

- 1) комбинированные на основе мастики и полимерной ленты;
- 2) комбинированные на основе битумно-полимерной мастики и термоусаживающейся ленты;
- 3) ленточные полимерно-битумные;
- 4) полиуретановые и полиуретаново-эпоксидные;
- 5) экструдированные полиэтиленовые, наносимые на трубу в заводских условиях.

Все изоляционные покрытия наносятся на грунтовки. В зависимости от вида изоляционного покрытия используют различные виды грунтовок. Грунтовка наносится на очищенную поверхность трубы для того, чтобы обеспечить лучшее сцепление (адгезию) между изоляционным покрытием и стенкой трубы.

При нанесении битумно-полимерных мастик используют битумно-полимерные грунтовки заводского изготовления, а также грунтовки полевого изготовления, получаемые путем растворения трех частей мастики в одной части бензина (по объему). Грунтовки (праймеры) заводского изготовления «Транскор», «Битэп», ГПБ-1, ПЛ-М, «Биом-2» представляют собой каучуко-смоляную наполненную композицию, растворенную в органических растворителях. Эти грунтовки обладают высокой стойкостью к катодному отслаиванию и высокими адгезионными свойствами.

В изоляционных покрытиях применяют битумные мастики, которые в зависимости от природы наполнителя можно подразделить на битумно-резиновые, битумно-полимерные и битумно-минеральные. Битумные мастики рекомендуется применять для изоляции стальных подземных трубопроводов диаметром не более 820мм с температурой транспортируемого продукта не выше 40°С.

Технические характеристики грунтовок приведены в таблице 6:

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист 77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 6 - Технические характеристики грунтовок (праймеров)

Показатель	Грунтовка		
	«Транскор»	ПЛ-М	«Биом-2»
Цвет	Черный		
Адгезия битумной мастики к огрунтованной стали при 20°С	0,25	0,25	0,25
Площадь отслаивания при катодной поляризации	3,3	3,8	2,3

Для определения основных характеристик битумов и битумных мастик проводят стандартные испытания, при которых выявляют:

- 1) температуру размягчения, при которой стальной шарик диаметром 9,35мм продавливается через испытываемую среду (битум, мастику), залитую в латунное кольцо диаметром 15,7мм и высотой 6,35мм при расстоянии от нижней поверхности кольца со средой до базы прибора 25,4мм;
- 2) глубину проникновения (пенетрацию) иглы (в десятых долях миллиметра), определяющую твердость битума или мастики и отвечающую глубине погружения в испытываемую среду специальной стальной иглы диаметром 1,01мм, длиной 50,8мм за 5с при нагрузке 981Н и температуре 25°С;
- 3) растяжимость (дуктильность) определяет пластичность среды и выражается удлинением, которое наблюдается при растяжении пробы испытываемой мастики, залитой в специальную форму (температура испытания 25°С, скорость растяжения 5см/мин).

Конструкция битумных покрытий сложилась в результате их длительного применения. Сначала идет слой грунтовки, получаемый при нанесении на трубу раствора битума в бензине. Грунтовка заполняет все микронеровности на поверхности трубы. Грунтовка служит для более полного контакта, а, следовательно, лучшей адгезии между поверхностью трубы и основным изоляционным слоем - битумной мастикой.

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист 78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 - полипропилена, низкомолекулярного полиэтилена, полидиена) и пластификаторов (полиизобутилена, полидиена, масел соевых, масла зеленого, автола). Битумную мастику наносят на трубу при температуре 160-180°C. Расплавляя холодную грунтовку, мастика проникает во все микронеровности поверхности металла, обеспечивая хорошую адгезию изоляционного покрытия.

В настоящее время для наружной изоляции нефтегазопроводов применяют мастики «Транскор», «Битэп», «Биом-2», предназначенные для проведения изоляционных работ в зимнее время - «зимние» и в летнее время - «летние», «Изобит» и др.

Изоляционные покрытия на основе битумных мастик обычно применяют при температуре транспортируемого продукта не более 40°C.

На участках со сложными почвенно-климатическими условиями особенно на подводных переходах, где трубы нередко укладывают методом протаскивания, к изоляционным покрытиям предъявляют особо высокие требования: значительная механическая прочность, низкая степень истираемости, высокая адгезия к металлу, химическая стойкость, долговечность. В этих условиях очень привлекательно выглядят антикоррозионные покрытия из полиуретанов. Данный материал обладает высокими изолирующими свойствами, значительной твердостью, эластичностью, чрезвычайно высоким сопротивлением истиранию, царапанию и биоповреждениям. Кроме того, полиуретаны стойки к воде, растворам солей и обладают хорошей адгезией к стали.

Оберточные материалы в битумной изоляции служат для защиты от механических повреждений. Кроме того, они защищают мастику от оплывания, которое может возникнуть в летнее время от длительного

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

воздействия солнечной радиации на изолированный нефтегазопровод до того, как он будет уложен в траншею и засыпан грунтом.

Наиболее широкое применение в практике трубопроводного строительства имеет рулонный оберточный материал «ПЭКОМ-ОБ», иногда применяют поливинилхлоридную (ПВХ) ленту толщиной 0,5-0,7мм. «ПЭКОМ-ОБ» изготавливают из высоконаполненной смеси полиэтилена, синтетического каучука (не более 5%), наполнителя, стабилизатора, битума (не более 10%), модификатора.

Его прочность на разрыв составляет 10,5 МПа, водопоглощение за 24 ч - не более 0,1% (по массе).

Поливинилхлоридный оберточный материал представляет собой пленку из утильных отходов производства изоляционной поливинилхлоридной ленты с добавлением различных наполнителей. Обертки ПВХ изготавливают толщиной 0,7мм, шириной 500мм, длиной в рулоне 125м. Прочность обертки ПВХ на разрыв составляет не менее 8 МПа.

В последние годы разработаны и применяются комбинированные изоляционные покрытия на основе мастик «Транскор», «БиТЭП» и др., а также на основе полимерно-битумных лент ЛИАМ, ЛИТКОР, ЛИТЭП.

Таблица 7- Размеры полимерно-битумных лент

Тип ленты	Толщина ленты – основы, мм	Толщина мастичного слоя	Общая толщина ленты	Ширина ленты, мм
1	2	3	4	5
ЛИАМ	0,7 – 1,0	0,8 – 1,2	1,5 – 2,2	450 ± 5
ЛИТКОР	0,7	1,8	2,5	450 ± 5
ЛИТЭП	0,7	1,8	2,5	450 ± 5
БИЛАР	0,5 – 0,7	1,0 – 1,5	1,5 – 2,2	450 ± 5

Одно из направлений борьбы с коррозией металлических сооружений – применение полимерных покрытий на основе различных лакокрасочных материалов. Достаточно широко используются полимерные

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

покрытия на основе фурановых, полиэфирных, виниловых и эпоксидных смол, полиуретанов, дивинилацетилена и других материалов.

2.5.3. Контроль качества изоляционных покрытий

Контроль качества изоляционных покрытий осуществляется пооперационно в процессе производства работ. Качество приготовляемой на трассе изоляционной мастики проверяет контрольный пост лаборатории строительной организации; при этом контролируются правильность технологического процесса разогревания битумных материалов, введение в состав мастики наполнителей и пластификаторов, дозировка компонентов и соответствие физико-механических свойств исходных материалов и мастик требованиям ГОСТа и СНиП. Для этого не реже одного раза в день проводят отбор контрольной пробы мастики с целью определения температуры размягчения по КиШ. Растяжимость и пенетрацию определяют периодически по требованию заказчика.

Качество очистки, грунтовки и изоляции труб, выполняемых в заводских или базовых условиях, проверяет и принимает служба технического надзора. В полевых условиях качество изоляционных работ, кроме работников строительной-монтажной организации и службы технадзора, контролируют и принимают в эксплуатацию представители службы эксплуатации трубопровода.

Качество очистки трубопровода и нанесения грунтовки проверяют внешним осмотром, качество нанесенного изоляционного покрытия - по мере его наложения путем внешнего осмотра, измерения толщины покрытия, а также определением сплошности и прилипаемости изоляции к металлу.

При внешнем осмотре покрытия выявляются трещины, бугры, вздутия, впадины, расслоения. Наличие трещин и пузырей в покрытии обычно связано с нарушением технологического режима при приготовлении и нанесении изоляционного покрытия. Появление на поверхности битумной мастики сетки трещин или мелких пузырей, расположенных группами,

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обусловлено перегревом мастики. Аналогичный дефект может быть следствием попадания в покрытие пены, образующейся на поверхности расплавленного битума. Крупные равномерно распределенные пузыри появляются при наличии на поверхности трубы влаги. Равномерно распределенные мелкие пузыри возникают и в том случае, когда мастику наносят на невысохшую грунтовку. При нагреве изолированного трубопровода солнечными лучами (до 40-50°C) на поверхности изоляции образуются неглубокие, как правило, продольные трещины.

Выявленные дефектные места и повреждения изоляции должны быть исправлены методами, обеспечивающими монолитность и однородность покрытия. Наносить новый слой покрытия поверх оберточного покрытия запрещается.

После исправления дефектов ремонтируемые места должны подвергаться вторичному контролю. Готовый трубопровод укладывают в траншею, засыпают грунтом на 0,3-0,5м и с помощью искателей повреждений изоляции определяют наличие сквозных дефектов изоляции, образовавшихся при засыпке трубопровода грунтом.

Толщину слоя защитного покрытия определяют с помощью ультразвуковых толщиномеров в процессе выполнения изоляционных работ через каждые 100м труб, в местах остановки изоляционной машины, не менее чем в четырех точках по окружности трубы или емкости и на каждой фасонной части. Кроме этого, толщину слоя измеряют во всех местах, вызывающих сомнение, а также выборочно по требованию заказчика.

Сцепление покрытия из мастик с поверхностью защищаемого объекта контролируют адгезиметром или вручную надрезом защитного покрытия под углом 45-50°C отрывом вершины угла надреза. Покрытие считается хорошо прилипшим к трубе, если оно отрывается отдельными кусочками и частично остается на трубе. Сопротивление покрытия отрыву, определяемое адгезиметром при температуре окружающего воздуха 25°C,

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

должно быть не менее 35Н/см. Адгезию на трубах проверяют через каждые 100м и выборочно по требованию заказчика.

Подготовка поверхности включает в себя очистку (удаление жира, грязи, ржавчины, окалины), удаление заусенцев и неровностей, придание поверхности требуемой степени чистоты.

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

3. РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. Исходные данные для расчета

Определить оптимальные параметры катодной защиты магистрального трубопровода диаметром 820 мм, длиной 1200 км, имеющего толщину стенки, равную 9 мм. Трубопровод прокладывается по местности, участки которой имеют следующие значения удельного электросопротивления грунта в таблице 9:

Таблица 8

Доля длины трубопровода, I/L	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,3
Удельное электросопротивление, Ом·м	170	180	70	40	20	10

Дренажная линия – воздушная с подвеской алюминиевого провода на деревянных столбах с железобетонными приставками. Начальное переходное сопротивление «трубопровод – грунт» равно 9000 Ом·м². Средняя стоимость электроэнергии – 0,02 руб/кВт·ч показатель скорости старения покрытия – 0,125 1/год. Анодное заземление выполнено из электродов длиной 1,4 м, диаметром 0,03 м, массой 10 кг, устанавливаемых непосредственно в грунт. Стоимость одного электрода – 20 руб, электрохимический эквивалент материала электродов – 0,2 кг.

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Расчет оптимальных параметров катодной защиты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					84	127
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Решение

1. Определяем среднее значение удельного электросопротивления грунта вдоль трассы трубопровода.

$$\rho_{г.ср} = 170 \cdot 0,1 + 180 \cdot 0,1 + 70 \cdot 0,2 + 40 \cdot 0,1 + 20 \cdot 0,2 + 10 \cdot 0,3 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

2. Продольное сопротивление единицы длины трубопровода

$$R = \frac{0,245 \cdot 10^{-6}}{\pi \cdot 0,009(0,82 - 0,009)} = 10,68 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

3. Сопротивление единицы длины изоляции к концу нормативного срока службы СКЗ

$$R_{из}(\tau_{нс}) = \frac{9000}{\pi \cdot 0,82} \cdot e^{-0,125 \cdot 9,5} = 1066,0 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

4. То же в среднем за нормативный срок службы СКЗ

$$R_{из.ср} = \frac{9000}{\pi \cdot 0,82 \cdot 0,125 \cdot 9,5} (1 - e^{-0,125 \cdot 9,5}) = 2045,8 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

5. Среднее значение входного сопротивления трубопровода за нормативный срок эксплуатации катодных установок

$$Z_{ср} = 0,5 \sqrt{10,68 \cdot 10^{-6} \cdot 2045,8} = 73,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

6. То же к концу нормативного срока эксплуатации

$$Z_{к} = 0,5 \sqrt{10,68 \cdot 10^{-6} \cdot 1066,0} = 53,9 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$$

7. Постоянная распределения токов и потенциалов вдоль трубопровода к концу нормативного срока эксплуатации катодных установок

$$\alpha = \sqrt{\frac{10,68 \cdot 10^{-6}}{1066,0}} = 1 \cdot 10^{-4} \frac{1}{\text{м}}$$

					Расчет оптимальных параметров катодной защиты	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Задаем удаление анодного заземления от трубопровода $Y=350$ м и определяем параметр Θ

$$\Theta = \frac{60}{2 \cdot \pi \cdot 53,3 \cdot 10^{-3} \cdot 350} = 0,512$$

9. Коэффициент взаимного влияния СКЗ

$$K_g = \frac{1}{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{0,3}{0,55}\right)^2 \cdot (1 + 0,512)}} = 0,574$$

10. Протяженность зоны защиты трубопровода одной СКЗ к концу нормативного срока эксплуатации

$$\ell_{скз} = \frac{2}{1 \cdot 10^{-4}} \ln \left[\frac{0,55}{0,574 \cdot 0,3(1 + 0,512)} \right] = 14957 \text{ м}$$

11. Среднее значение силы тока нагрузки СКЗ

$$I_{op} = \frac{0,55}{73,9 \cdot 10^{-3} \cdot [1 + 2 \exp(1 \cdot 10^{-4} \cdot 14957) + 0,512]} = 3,80 \text{ А}$$

12. Примем, что глубина заложения середины электродов анодного заземления h равна 2,2 м, а расстояние между ними равно 7 м. Тогда сопротивление растеканию с одиночного вертикального электрода

$$R_{1s} = \frac{0,16 \cdot 60}{1,4} \left(\ln \frac{2 \cdot 1,4}{0,03} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 1,4}{4 \cdot 2,2 - 1,4} \right) = 32,2 \text{ Ом}$$

13. Примем число электродов анодного заземления $n=5$ и по формулам (3.229) вычислим коэффициенты A_i и B_i / Расчет коэффициентов представим таблицей:

Таблица 9

i	1	2	3	4
A_i	0,63	0,31	0,21	0,16
B_i	0,1	0,06	0,033	0,025

14. Сопротивление растеканию с центрального электрода заземления

$$R_{ц} = 32,2 + \frac{60}{\pi \cdot 1,4} \left\{ \ln \left[\left(0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \sqrt{\frac{0,63 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,05 + \sqrt{1 + 0,05^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,31 + 0,05 + \sqrt{1 + (0,31 + 0,05)^2}}{0,31 - 0,05 + \sqrt{1 + (0,31 - 0,05)^2}}} \right] \right\} = 36 \text{ Ом}$$

15. Сопротивление растеканию с крайнего электрода анодного заземления

$$R_{к} = 32,2 + \frac{60}{2 \cdot \pi \cdot 1,4} \left\{ \ln \left[\left(0,1 + \sqrt{1 + 0,1^2} \right) \sqrt{\frac{0,63 + 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 + 0,1)^2}}{0,63 - 0,1 + \sqrt{1 + (0,63 - 0,1)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,033 + \sqrt{1 + 0,033^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,21 + 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 + 0,033)^2}}{0,21 - 0,033 + \sqrt{1 + (0,21 - 0,033)^2}}} \right] + \ln \left[\left(0,025 + \sqrt{1 + 0,025^2} \right) \cdot \sqrt{\frac{0,16 + 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 + 0,025)^2}}{0,16 - 0,025 + \sqrt{1 + (0,16 - 0,025)^2}}} \right] \right\} = 34,9 \text{ Ом}$$

16. Коэффициент экранирования электродов анодного заземления

$$\eta_{э} = \frac{2 \cdot 32,2}{36 + 34,9} = 0,91.$$

17. Оптимальное число электродов анодного заземления

$$n'_{э} = 4,13 \cdot \sqrt{\frac{8,76 \cdot 32,2 \cdot 0,02}{20 \cdot 0,95 \cdot 0,7 \cdot 0,91 \cdot (0,15 + 0,148)}} = 5,16$$

т.е. принятое и расчетное число электродов совпадают.

18. Сопротивление растеканию тока с анодного заземления

$$R_{а} = \frac{32,2}{5 \cdot 0,91} = 7,08 \text{ Ом}$$

19. Оптимальное сечение дренажного провода

$$S_{др} = 2,95 \cdot 3,8 \cdot \sqrt{\frac{0,029 \cdot 0,02}{0,01 \cdot 0,7(0,15 + 0,148)}} = 5,91 \text{ мм}^2$$

					Расчет оптимальных параметров катодной защиты	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

По табл.3.52 выбираем большее сечение серийно выпускаемых проводов, которое равно $S_{пр}=16 \text{ мм}^2$ (провод А-16).

20. Сопротивление дренажной линии по формуле

$$R_{np} = 0,029 \frac{350}{9,6} = 1,06 \text{ Ом}$$

21. Среднее значение напряжения на выходных контактах СКЗ

$$\Delta E_{cp} = (0,55 - 0,3) + 3,8(1,06 + 7,08) = 31,2 \text{ В}$$

22. Средняя величина мощности, потребляемой СКЗ

$$P_{скз} = 3,8 \cdot 31,2 = 118,6 \text{ Вт}$$

23. В соответствии с найденными значениями $I_{др.ср}$, $\Delta E_{ср}$ и $P_{скз}$ по табл. 3.50 выбираем тип катодной станции – КСТ (КСК)-500 с параметрами: мощность -0,5 кВт; напряжение на контактах – 10, 50 В; ток – 10 А; стоимость – 122 руб.

24. Выполняем расчет экономических показателей катодной защиты при принятом удалении анодного заземления от трубопровод

-стоимость одного заземления

$$K_a = 20 \cdot 5 = 100 \text{ руб.}$$

-стоимость опор воздушной линии

$$K_{оп} = 2 \cdot 85 + 25 \left(\frac{350}{50} - 1 \right) = 320 \text{ руб.}$$

-стоимость провода воздушной линии

$$K_{np} = (0,01 \cdot 9,6 + 1,3) \cdot 350 = 488,6 \text{ руб.}$$

-капитальные затраты на одну СКЗ

$$K_z = 100 + 320 + 488,6 + 122 = 1030,6 \text{ руб.}$$

-стоимость электроэнергии, потребляемой одной СКЗ

					Расчет оптимальных параметров катодной защиты	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varepsilon_a = 0,02 \cdot \frac{118,6}{1000} \cdot 8760 = 20,8 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

-удельные приведенные затраты на катодную защиту

$$\frac{\Pi}{\ell_{скз}} = \frac{20,8 + 1030,6 \cdot (0,15 + 0,148)}{14,957} = 21,9 \frac{\text{руб}}{\text{км}}$$

25. Задавая другие значения удаления анодного заземления от трубопровода, аналогично вычисляем удельные приведенные затраты на катодную защиту и для них. Результаты расчетов представим таблицей.

Таблица 10

Показатели	Их размерность	Величина показателей при удалении, м					
		200	250	300	350	400	450
K_a	-	0,592	0,587	0,580	0,574	0,568	0,566
$\ell_{скз}$	м	9150	11050	13106	14957	17201	19806
$I_{др}$	А	3,05	3,43	3,71	3,80	4,39	4,85
$\Delta E_{ср}$	В	26,8	28,6	29,5	31,2	33,4	37,5
$P_{скз}$	Вт	85,3	89,7	104,3	118,6	126,3	154,9
$K_{оп}$	руб	245	270	295	320	345	370
$K_{пр}$	руб	279,0	349,0	418,8	488,6	558,4	632,1
K_3	руб	994,2	1080,0	1213,8	1030,6	1413,4	1832,1
ε_a	руб/год	15,0	17,7	18,3	20,8	22,1	27,1
$\Pi/\ell_{скз}$	руб/(год· км)	34,0	30,5	29,0	21,9	25,8	28,9

26. По результатам расчета строим график в координатах « $\Pi/\ell_{скз}$ -У» (рис.3.49). Откуда видно, что оптимальным удалением анодного заземления является У=350 м.

27. Для варианта, когда удельные приведенные затраты на катодную защиту минимальны, т.е. У=350 м, определяем необходимое число СКЗ для защиты всего трубопровода

$$N_{скз} = \frac{1200 \cdot 10^3}{14957} \cong 80$$

28. Срок службы анодного заземления, установленного в грунт

$$\tau_a = \frac{10 \cdot 0,95 \cdot 5}{3,80 \cdot 0,2} = 62,5 \text{ лет.}$$

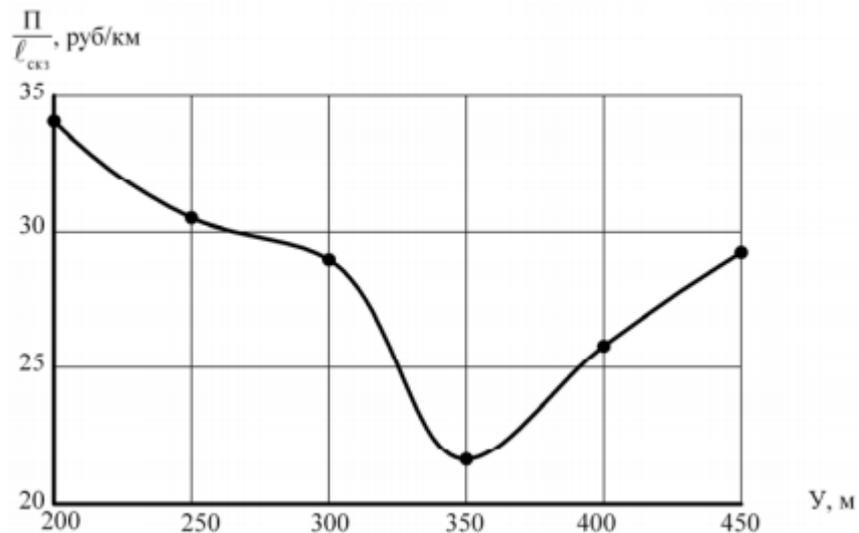


Рис.21. Зависимость удельных приведенных затрат $\Pi/l_{скз}$ от удаления анодного заземления от трубопровода U

Поскольку срок службы анодного заземления превышает 10 лет, то, следовательно, катодная защита трубопровода обеспечена. В противном случае необходимо было бы увеличить число электродов анодного заземления.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время трубопроводный транспорт углеводородов — одна из важнейших составных частей производственной инфраструктуры, ее устойчивое развитие – в числе приоритетных задач в российской и мировой системе поставок углеводородов.

При транспортировке нефти и газа особое внимание следует уделять целостности трубопровода. При разрыве трубопровода причиняется огромный ущерб окружающей среде и материальным потерям на ликвидацию аварии.

Поэтому, повышение эффективности эксплуатации трубопровода напрямую зависит от его целостности.

Таким образом, целью данного раздела является анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения технологий и разработок для определения наиболее эффективного способа нанесения изоляционных покрытий.

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

4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Изоляцию катушек, мест ремонта МТ, мест заварки стыков следует производить после получения заключения о качестве сварки, оформления разрешения на изоляцию и до заполнения МТ.

Производство работ по изоляции катушки, соединительной детали, запорной арматуры должно выполняться по нарядам-допускам и

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					91	127
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

требованиям, указанным в ППР.

4.1.2. Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для сравнения взяты 2 способа изоляции трубопровода:

- 1) термоусаживающаяся полимерная лента;
- 2) рулонно битумно-полимерный материал.

При оценке качества используется два типа критериев: технические и экономические. Веса показателей в сумме составляют 1. Баллы по каждому показателю оцениваются по пятибалльной шкале.

Конкурентоспособность конкурента К:

$$K = \sum B_i \times B_i, \quad (8)$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Проводим анализ с помощью оценочной карты

Таблица 11 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _{к1}
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1.Повышение производительности труда пользователя	0,2	5	3	1,1	0,9
2.Удобство в эксплуатации	0,1	4	3	0,4	0,4
3.Энергоэкономичность	0,05	3	4	0,13	0,18

Продолжение таблицы 11- Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений.

4.Надёжность	0,15	4	2	0,5	0,3
5.Безопасность	0,1	4	3	0,3	0,4
6.Простота эксплуатации	0,1	5	3	0,4	0,4
Экономические критерии оценки эффективности					
1.Конкурентоспособность продукта	0,05	5	3	0,16	0,16
2.Цена	0,1	3	5	0,2	0,3
3.Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	3	4	0,6	0,4
4.Финансирование научной разработки	0,05	4	3	0,15	0,13
Итого	1	40	34	3,94	3,57

К_ф - Применение термоусаживающей полимерной ленты;

К_{б1} -Рулонно битумно-полимерный материал;

Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод, что конкурентоспособность применения термоусаживающей полимерной ленты составляет 3,94, в то время как показатели другого способа 3,57. Уязвимость конкурента обусловлена низкими показателями надёжности, сроком эксплуатации, а также незначительными показателями повышения производительности труда пользователя.

4.1.3. SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внешней и внутренней среды, оказывающих влияние на реализацию проекта. Факторы делятся на четыре категории: сильные стороны, слабые стороны, возможности и угрозы.

Сильные стороны – это факторы, характеризующие конкурентоспособную сторону научно-исследовательского проекта. Слабые стороны – это недостатки, упущения или ограничения научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию, возникающую в условиях окружающей среды проекта, которая поддерживает спрос на результаты проекта. Угрозы – это нежелательные ситуации, тенденции или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем.

Результаты SWOT-анализа исследования, проведенного в рамках данной выпускной квалификационной работы, представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая эффективность технологии С2. Разнообразные технологические решения в технологии эксплуатации. С3. Нефтепродуктопровод пользуется массовым спросом	Слабые стороны проекта: Сл1. Высокая стоимость материалов и оборудования Сл2. Труднодоступность большого количества материалов
Возможности: В1. Использование инновационной структуры ТПУ В2. Появление потенциального спроса на новые разработки	– Использована более свежая информация, которая была использована для разработки технологии может уменьшить конкурентоспособность других	– Применение опыта работы компаний-партнеров – Повышение уровня сотрудничества с компаниями другого профиля
Угрозы: У1. Возможность отказа заказчика от данной работы из-за высокой стоимости У2. Истощение запасов месторождений	– Постоянное отслеживание изменений в законодательстве – Повышенная качественная характеристика материалов	– Создание универсального алгоритма подбора технологического оборудования – Переквалификация сотрудников предприятия

Результаты анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно-исследовательского проекта. Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация

представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

4.2. Планирование исследовательской работы в рамках ВКР

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках проводимого исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения исследований и разработки проектной документации

4.2.1. Структура работ в рамках проводимого исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный график проведения научно-исследовательских работ. Для построения графика необходимо составить план выполнения проекта с указанием вида работа, длительности их исполнения и участников, ответственных за исполнение каждого пункта плана.

План производства работ по реализации научно-исследовательского проекта представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Продолжение таблицы 13 - Перечень этапов, работ и распределение

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исполнителей

Выбор направления исследования	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель, инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
	5	Определение объёма и частей	Инженер
Теоретическое исследование	6	Проведение теоретического исследования темы	Инженер
	7	Проведение расчётов	Инженер
	8	Разработка части «финансовый менеджмент»	Инженер
	9	Разработка части «социальная ответственность»	Инженер
Обобщение и анализ результатов	10	Оценка эффективности проделанных работ	Инженер
Оформление отчёта	11	Составление пояснительной записки	Инженер
	12	Разработка презентации	Инженер

4.2.2. Определения трудоёмкости работ

Трудовые затраты являются основной частью стоимости исследования.

Трудоёмкость выполнения проекта оценивается в человеко-днях и носит вероятностный характер.

Среднее (ожидаемое) значение трудоёмкости:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{минi} + 2t_{маxi}}{5}, \quad (9)$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоёмкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{минi}$ – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн..

После определения ожидаемой трудоемкости работ необходимо рассчитать продолжительность каждой из работ в рабочих днях T_p . Величина T_p учитывает параллельность выполнения этих работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (10)$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

4.2.3. Разработка графика проведения исследовательской работы

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальный ленточный график, на котором работы по разрабатываемому проекту представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Длительность каждого этапа работ из всех рабочих дней могут быть переведены в календарные дни с помощью следующей формулы:

$$T_{ki} = T_{pi} \times k_{\text{кал}}, \quad (11)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (12)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляем до целого числа.

Предполагается что и руководитель, и инженер работают по 6-дневной рабочей неделе. По производственному календарю на 2020 год суммарное количество календарных составляет 365 дней, выходных и праздничных дней при шестидневной рабочей неделе составляет – 66 дней.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округляются до целого числа (таблица 14).

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

Таблица 14

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}		Длительность работ в календарных днях, T_{ki}	
	t_{min} , чел–дни		t_{max} , чел–дни		$t_{ожл}$, чел–дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1		3		1,8	0	1,8	0	3	0
Разработка общей методики проведения исследований	1	1	2	2	1,4	1,6	1,4	0,6	2	1
Подбор и изучение материалов по теме		4		4	0	3,4	0	3,4	0	6
Календарное планирование работ	1		2		1,4	0	1,4	0	2	0
Определение объёма и частей		1			0	1,3	0	1,5	0	3
Проведение теоретического исследования темы		9		14	0	10,9	0	11,4	0	18
Проведение расчётов		8		9	0	8,1	0	7,7	0	12
Разработка части «финансовый менеджмент»		5		7		7,1	0	6,5	0	7
Разработка части «социальная ответственность»		5		6	0	4,5	0	4,9	0	6
Оценка эффективности проделанных работ		4		6	0	5,3	0	5,7	0	4
Составление пояснительной записки		3		7	0	4,2	0	4,5	0	3
Разработка презентации		5		5	0	2,9	0	2,9	0	5
Итого	3	45	7	60	4,6	49,3	4,6	49,1	7	65

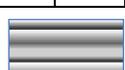
На основе таблицы 14 строим план график, представленный в таблице 15.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 15 - Календарный план график проведения НИР

№ работы	Вид работ	Исполнитель	Т _{кп} , л.д.н.	Продолжительность выполнения работ								
				Март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3									
2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель, инженер	2		 							
3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	6									
4	Календарное планирование работ	Руководитель	2									
5	Определение объема и частей	Инженер	3									
6	Проведение теоретического исследования темы	Инженер	18									
7	Проведение расчётов	Инженер	12									
8	Разработка части «финансовый менеджмент»	Инженер	6									
9	Разработка части «социальная ответственность»	Инженер	5									
10	Оценка эффективности проделанных работ	Инженер	3									
11	Составление пояснительной записки	Инженер	3									
12	Разработка презентации	Инженер	5									

 - инженер

 - руководитель

4.3. Бюджет проводимого исследования

При планировании бюджета проводимого исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		100

- 1) материальные затраты;
- 2) затраты на специальное оборудование для научных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей проекта;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы.

4.3.1. Расчет материальных затрат НИИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \times \sum_{i=1}^m C_i \times N_{расхi}, \quad (13)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования шт, кг, м, м²

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы установлены поданным, размещенным на сайте Единой информационной системы в сфере закупок.

Величина коэффициента k_T , отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и ценна их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 16.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 16 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Тетради	шт.	150	130	250	0,60	0,60	0,60	90	78	150
Маркеры	шт.	1	1	1	60	60	60	60	60	60
Ручки	шт.	4	3	2	15	15	15	60	45	30
Папка	шт.	-	-	1	-	-	140	0	0	140
Мультифора	шт.	3	3	2	15	15	15	45	45	30
Расходы на транспорт 18%								46	41	74
ИТОГО:								255	228	484

4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Для проведения научного исследования необходимо специальное оборудование такое, как компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением, а также принтер.

Таблица 17 - Расчет затрат на оборудование

Наименование	Ед. Изм	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	55000	35000	41000	55000	70000	41000
Принтер	шт.	1	1	1	7500	5600	7300	7500	5600	7300
Итого:								62500	75600	48300

4.3.3. Расчет затрат на оплату труда

Данный раздел отображает основную заработную плату научных сотрудников и инженерно-технических работников непосредственно участвующих в выполнении работ в рамках проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30 % от тарифа или оклада.

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

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (14)$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_p, \quad (15)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \times M}{F_{\text{д}}}, \quad (16)$$

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

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней. (таблица 18).

Таблица 18 Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	
Количество нерабочих дней:		
- выходные и праздничные дни	54	
Потери рабочего времени:		
- отпуск, невыходы по болезни	38	
Действительный годовой фонд рабочего времени	273	

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \times k_{\text{р}}, \quad (17)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

1) Расчёт заработной платы

$$Z_{\text{м.рук}} = 36174 \times (1 + 0,3 + 0,2) \times 1,3 = 70545,15 \text{руб.};$$

$$Z_{\text{м.ин}} = 18426 \times (1 + 0,3 + 0,2) \times 1,3 = 36125,7 \text{руб.}$$

2) Расчет среднедневной заработной платы:

$$Z_{\text{дн.рук}} = \frac{70545,15 \times 10,4}{273} = 2687,43 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{дн.ин}} = \frac{36125,7 \times 10,4}{273} = 1376,21 \text{ руб.}$$

3) Расчёт основной заработной платы:

$$Z_{\text{осн.рук}} = 2687,43 \times 7 = 18812 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{осн.ин}} = 1376,21 \times 61 = 83948,8 \text{ руб.}$$

Результат расчетов представлен в таблице 19.

Таблица 19 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{ТС}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{М}}$, руб.	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб.дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Руководитель	36174	0,3	0,2	1,3	70545,15	2687,43	7	18812
Инженер	18426	0,3	0,2	1,3	36125,7	1376,21	61	83948,8
Затраты по заработной плате, руб.	102760,8							

Таким образом, суммарные затраты на основную заработную плату составляют 102760,8 рублей.

4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \times Z_{\text{осн}}, \quad (18)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$Z_{\text{доп.рук}} = k_{\text{доп}} \times Z_{\text{осн}} = 0,15 \times 18812 = 2821,8 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп.ин}} = k_{\text{доп}} \times Z_{\text{осн}} = 0,15 \times 83948,8 = 12592,32 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{доп.рук}} + Z_{\text{доп.ин}} = 2821,8 + 12592,32 = 15414,12 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			105

Таким образом, суммарные затраты на дополнительную заработную плату составляют 15414,12 рублей.

4.3.5. Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2021 году—30% (ст.425,426 НКРФ):22%— на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \times (З_{осн} + З_{доп}), \quad (19)$$

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

Таблица 20

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Инженер	18426	12592,32
Руководитель проекта	36174	2821,8
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	21014	

4.3.6. Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и

телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \times k_{\text{нр}}, \quad (20)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 0,16.

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл1}} &= (255 + 62500 + 102760,8 + 15414,12 + 21014) \times 0,16 \\ &= 32311 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл2}} &= (228 + 75600 + 102760,8 + 15414,12 + 21014) \times 0,16 \\ &= 34402,7 \text{ руб.}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл3}} &= (484 + 48300 + 102760,8 + 15414,12 + 21014) \times 0,16 \\ &= 30075,7 \text{ руб.} \end{aligned}$$

4.3.7. Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение исследовательской работы является основой для формирования бюджета.

Определение бюджета затрат на проведение исследовательской работы приведено в таблице 21.

Таблица 21 - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп. 2	Исп.3
1.Материальные затраты НИИ	255	228	484
2.Затраты на специальное оборудование для научных работ	62500	75600	48300
3.Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	102760,8		
4.Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	15414,12		
5.Отчисление во внебюджетные фонды	21014		
6.Накладные расходы	32311	34402,7	30075,7
7.Бюджет затрат НИИ	234254,92	249416,62	218048,62

4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (21)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

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

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

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{234254,92}{249416,62} = 0,94$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{249416,62}{249416,62} = 1$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{218048,62}{249416,62} = 0,87$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \times b_i, \quad (22)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 22 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Повышение производительности труда пользователя	0,3	6	3	4
2. Удобство в эксплуатации	0,18	3	4	3
3. Энергоэкономичность	0,18	6	4	3
4. Надёжность	0,21	5	2	4
5. Безопасность	0,17	5	4	4
6. Простота эксплуатации	0,17	3	3	3
Итого	1,21	4,6	3,3	3,5

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{4,6}{0,94} = 4,89;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{3,3}{1} = 3,3;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,5}{0,87} = 3,04.$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{\text{ср}i}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ср}i} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}, \quad (23)$$

Таблица 23 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель Разработки	0,94	1	0,89
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,3	3,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,89	3,3	3,04
4	Сравнительная эффективность вариантов Исполнения	1,61	1,48	1,08

Из полученных данных видим что, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением 1.

Вывод по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Анализ конкурентоспособности показал преимущество применения термоусаживающей полимерной ленты. Использование такого способа является эффективным.

SWOT-анализ показал внутренние и внешние сильные и слабые стороны, а так же угрозу проекту. По нашим результатам можно сказать, что этот проект является перспективным.

Так же планирование показало, что суммарная длительность работ руководителя и инженера составляет 68 дней

5. Социальная ответственность

Введение

В данной работе рассмотрены виды коррозионного разрушения; описаны теоретические основы процессов коррозионных разрушений; выявлены факторы, оказывающие наибольшее влияние на возникновение коррозионных процессов; рассмотрены способы защиты от коррозии.

При проведении противокоррозионных работ могут возникнуть вредные и опасные проявления факторов производственной среды на человека, проявляется негативное воздействие на природу, возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера. Следовательно, необходимо в обязательном порядке выполнять требования экологической, производственной безопасности.

Условным рабочим местом является магистральный нефтепровод подземного исполнения.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормальная продолжительность рабочего времени на нефтепроводах и на линейной части магистрального нефтепровода для работников и специалистов - 40 часов в неделю,

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда - 36 часов в неделю.

Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					111	127
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

вводится в тех случаях, когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени.

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.

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

5.2. Производственная безопасность

5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, которые предотвращают или уменьшают вероятность воздействия на человека, опасных и травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на участке магистрального нефтепровода.

Таблица 24 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы	Нормативные документы
	Ремонтно- восстановительные работы при диагностировании РВС	
1. Высокая загазованность воздушной среды	+	ГОСТ 12.1.005-88 [12]; ГН 2.2.5.3532-18 [13]; ГОСТ 12.1.007-76[14].
2. Превышение уровней шума	+	ГОСТ 12.1.003-2014 [15]; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [16].
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	СП 52.13330.2016 [17].
4. Превышение уровней вибрации	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ [18].
5. Электрический ток	+	ГОСТ 12.1.045-84 [19]; ГОСТ 12.1.030-81[20]; ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [21].

5.2.2. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Загазованность воздушной среды

В ходе трудовой деятельности сотрудники подвергаются негативному влиянию различных паров и газов в рабочей зоне.

Такие пары могут иметь как токсическую, так и не токсическую природу происхождения, к таким парам относятся: пары газов, нефти и нефтепродуктов; лакокрасочные покрытия; герметики; разного рода химреагенты, применяемые на производстве. Влияние таких паров может вызывать у работников заболевания дыхательных путей и острые токсические отравления.

Источником загрязнения воздушной среды могут являться следующие объекты: не герметичные фланцевые соединения трубопровода; прямой контакт с агрессивной средой (нефть, газ, нефтепродукты, ЛКП); отказы регулирующих и предохранительных клапанов.

Согласно ГОСТ 12.1.005–88 [12] содержание нефтяных паров и газов в воздушной среде не должно превышать значения ПДК, составляющее 300 мг/м³.

Контроль воздушной среды должен проводиться:

- 1) с периодичностью 1 раз в 30 мин;
- 2) по первому требованию ответственного лица за проведение работ;
- 3) по первому требованию исполнителей работ по наряду-допуску;
- 4) после перерыва в работе 1 час.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализаторов АНТ-3, АНТ-3м, Колион-1.

					Социальная ответственность	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Превышение уровней шума

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. В соответствии с ГОСТ 12.1.003 – 2014 [15] допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления свыше 135 дБА.

Шум может создаваться работающим оборудованием: тягач, кран, насосный агрегат и др.

Средства и методы коллективной защиты от шума в зависимости от способа реализации подразделяются на:

- 1) акустические (средства звукоизоляции; звукопоглощения);
- 2) архитектурно-планировочные (звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи, кабины);
- 3) организационно-технические (применение малошумных технологических процессов; оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность пагубно влияет на зрительный аппарат, то есть снижает зрительную работоспособность, также освещенность рабочей зоны влияет на психику человека, эмоциональное состояние, может вызывать усталость центральной нервной системы, которая возникает в результате приложения дополнительных усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для проведения работ на участке магистрального нефтепровода необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

Превышение уровней вибрации

Вибрация неблагоприятно воздействуют на человека, а именно вызывает нейротрофические и гемодинамические нарушения. Изменяется вибрационная, температурная и болевая чувствительность кожи. Общая вибрация вызывает сотрясение всего организма. Длительное воздействие интенсивной вибрации может привести к заболеванию вибрационной болезнью, связанной с нарушением деятельности жизненно важных органов и систем человека: нервной, сердечно - сосудистой, опорно-двигательного аппарата. Источниками вибрации могут быть работающие машины, движущиеся транспортные средства.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц. Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- 1) применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- 2) организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

5.3. Опасные производственные факторы

5.3.1. Электрический ток

Во избежание поражения электрическим током работник службы электрохимической защиты должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27 .

Требования охраны труда при эксплуатации установок электрохимической защиты от коррозии и электрических измерениях на нефтепроводах:

- 1) при техническом обслуживании установок электрохимической защиты (далее – установки) запрещается очищать контакты реле без отключения от сети переменного тока, касаться руками электрической схемы преобразователя, производить чистку шкафа от пыли, снега и загрязнения;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2) при включении установок следует вначале подключить нагрузку, а затем включить переменный ток. Отключение производится в обратном порядке;

3) при проведении электрических измерений на контрольных пунктах нефтепроводов, расположенных на проезжей части автомобильной дороги, на путях трамвая и электрифицированного железнодорожного транспорта, один из работников должен, выставив предупредительный знак, вести наблюдение за движением транспорта и следить за безопасностью работ;

4) при длительных электрических измерениях и интенсивном движении транспорта измерительные приборы следует устанавливать в безопасной зоне, подключая их к контрольным пунктам нефтепроводов и другим точкам измерения посредством кабеля или изолированных и заключенных в резиновую трубку проводов;

5) электрические измерения на контрольных пунктах нефтепроводов, расположенных на путях электрифицированного железнодорожного транспорта, производятся после согласования проведения измерений с организацией, эксплуатирующей данный участок железной дороги;

б) при проведении электрических измерений на контрольных пунктах нефтепроводов, расположенных на путях трамвая и электрифицированной железной дороги, на тяговых подстанциях и дренажных установках, персоналу запрещается: а) прикасаться непосредственно или через другие предметы к контактными проводам или оборудованию, находящемуся под напряжением; б) приближаться на расстояние менее 2 м к контактной сети, не огражденным проводникам или частям контактной сети; в) прикасаться к оборванным проводам контактной сети и

находящимся на них посторонним предметам; - подниматься на опоры контактной сети.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2017 [21].

5.4. Экологическая безопасность

5.4.1. Защита атмосферы

При попадании в атмосферу вредные вещества физико - химически преобразуются, а впоследствии либо рассеиваются, либо вымываются.

Предельная допустимая концентрация испарений в нефти составляет не более 10 мг/м³. Для снижения уровня загрязнения атмосферы выбросами углеводородов необходимо осуществлять мероприятия по сокращению потерь нефти в результате аварийного разлива нефтепровода и выбросов токсичных испарений. Для устранения возможных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из магистрального нефтепровода по причине не плотности технологического оборудования осуществляется комплекс мероприятий:

- 1) Проверка оборудования на прочность и герметичность;
- 2) Соблюдение правил эксплуатации;
- 3) Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры.

5.4.2. Защита гидросферы

Загрязнение нефтью и нефтепродуктами приводит к появлению нефтяных пятен, что затрудняет процессы фотосинтеза в воде из-за прекращения доступа солнечных лучей, а также вызывает гибель растений и животных. Каждая тонна нефти создает нефтяную пленку на площади до 12 кв. км. Восстановление пораженных экосистем занимает 10-15 лет.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						119
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Нефть, попадая в воду, растекается вследствие ее гидрофобности по поверхности, образуя тонкую нефтяную пленку, которая перемещается со скоростью примерно в два раза большей, чем скорость течения воды. При соприкосновении с берегом и прибрежной растительностью нефтяная пленка оседает на них. В процессе распространения по поверхности воды легкие фракции нефти частично испаряются, растворяются, а тяжелые опускаются в толщу воды, оседают на дно и образуют донное загрязнение. Биохимическое окисление нефти сопровождается интенсивным поглощением кислорода воды. В среднем на окисление 1 мг нефти затрачивается от 0,5 до 3,5 мг кислорода.

Для защиты от загрязнения применяют следующие мероприятия:

- 1) развитие безотходных и безводных технологий и оборотного водоснабжения;
- 2) очистка сточных вод (промышленных, коммунально-бытовых и др.);
- 3) закачка сточных вод в глубокие водоносные горизонты (подземное захоронение);
- 4) очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей.

5.4.3. Защита литосферы

Общая особенность всех нефтезагрязненных почв – изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо- и микрофауны и микрофлоры). Последствия возникновения нефтяного загрязнения почв носят губительный характер.

Защита почв от загрязнения нефтью, нефтепродуктами осуществляется двумя путями:

Первый путь – предотвращение попадания загрязняющих веществ в почву, благодаря: своевременному контролю герметичности и прочности оборудования; заблаговременной замене запорной арматуры и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						120
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

уплотнительных соединений; соблюдению технологического режима работы оборудования;

Второй путь – очищение почвы от загрязнения, которое уже произошло. Очищение может производиться путем удаления верхнего загрязненного слоя почвы, путем интенсификации микробного разложения органических загрязнений. Еще один подход основан на закреплении атомов токсичных элементов в почве, с целью недопущения попадания их в сопредельные среды и живые организмы. Для этого используют органические вещества, ионообменные смолы и природные цеолиты, фосфорные минеральные удобрения, бурый уголь и т.д.

Для разных почв процесс реанимации проходит по-разному. Зависит он и от глубины проникновения продуктов в основание. Например, время реанимации почв достигает 25 лет при концентрации отходов 12 литров на квадратный метр. Временной интервал зависит от типа основания и погодных условий.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например, паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты, по причинам техногенного характера (аварии) и др.

На объектах трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, несмотря на то, что это самый экономичный и надежный вид транспортировки, время от времени происходят аварии различных

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						121
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

масштабов.

Практика прокладки магистральных нефтепродуктопроводов показывает, что условия возникновения аварий бывают самыми различными. Статистические данные причин возникновения аварий приведены в таблице 25.

При прокладке магистральных трубопроводов могут возникнуть такие чрезвычайные ситуации как пожары, взрывы.

К опасным факторам пожара, воздействующим на людей и имущество, относятся: пламя и искры; тепловой поток; повышенная температура окружающей среды; повышенная концентрация токсичных продуктов горения и термического разложения; пониженная концентрация кислорода; снижение видимости в дыму.

Таблица 25 - Причины возникновения аварий на магистральных трубопроводах

№ п/п	Причины возникновения аварий	Процент от общего числа аварий
1	Внутренние и внешние коррозионные повреждения, расслоение металла трубы, трещины усталостного характера, некачественный монтаж при строительстве	46
2	Внешние воздействия техногенного характера	31
3	Ошибочные действия обслуживающего персонала	19
4	Ошибки при проектировании	2
5	Другие причины	2

К сопутствующим проявлениям опасных факторов пожара относятся: осколки, части разрушившихся зданий, сооружений, строений, транспортных средств, технологических установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества; токсичные вещества и материалы, попавшие в окружающую среду из разрушенных технологических установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества; вынос высокого напряжения на токопроводящие части технологических

установок, оборудования, агрегатов, изделий и иного имущества; опасные факторы взрыва, происшедшего вследствие пожара; воздействие огнетушащих веществ.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ.

Мероприятия по предотвращению пожара:

- 1) работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;
- 2) персонал должен быть обучен безопасным методам ведения ремонтных работ на объектах магистрального трубопровода, и пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- 3) проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- 4) работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты;
- 5) электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- 6) рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения.

Действия сотрудников при пожаре:

- 1) Сообщить о пожаре в пожарную охрану
- 2) Отключение при необходимости технологического оборудования, коммуникаций, задвижек
- 3) Тушение пожара имеющимися на трубопроводном объекте средствами пожаротушения
- 4) Действия работников после прибытия пожарных подразделений (оказание помощи в прокладке рукавных линий, подноска или подвозка пенных средств пожаротушения, песка и т.д)

Ликвидация пожара: действия, направленные на окончательное

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

прекращение горения, а также на исключение возможности его повторного возникновения.

Вывод по главе «Социальная ответственность»:

В ходе выполнения задания по главе «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на ЛЧМН. Был сделан вывод, что основным негативным фактором воздействия на почву является загрязнение ее нефтепродуктами, следовательно, необходимо в обязательном порядке выполнять требования экологической, производственной безопасности.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						124
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В процессе проведенной мной работы я углублённо ознакомился с процессами электрохимической коррозии, а также узнал много нового о способах используемых для защиты магистральных трубопроводов. Изучил, как проводится контроль качества изоляционных покрытий, и в итоге, хотелось выделить основную, на мой взгляд, мысль: для того, чтобы обеспечить длительный безаварийный срок службы трубопровода, его наружную поверхность перед укладкой в траншею и засыпкой землей покрывают изоляционным покрытием, предохраняющим металл трубопровода от коррозии. В качестве изоляционного покрытия применяются битумная мастика, наносимая на поверхность трубопровода в расплавленном виде с последующей обмоткой лентами из бумаги, стеклохолста или бризола, а также полимерные пленки. С целью обеспечения лучшей прилипаемости (адгезии) изоляционного покрытия к трубопроводу, его поверхность перед нанесением изоляции подвергается очистке от грязи, окалины и продуктов коррозии.

Процессы очистки и изоляции магистральных трубопроводов в настоящее время полностью механизированы. Поверхность трубопроводов очищается при помощи самоходных очистных машин, а изолируется при помощи также самоходных изоляционных машин. В холодное время года трубопровод перед нанесением изоляции прогревается перемещающейся по нему установкой для сушки и подогрева трубы.

Мастика приготавливается на заводах или непосредственно на трассе в специальных установках и подвозится к местам изоляции в расплавленном виде битумозаправщиками (битумовозами).

					«Организация работ по защите от коррозии на магистральном трубопроводе в грунтах с низкой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Гольбик А.В.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					125	127
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. Я.М. Колотыркин «Металл и коррозия» - М.: Metallurgy, 1984;
2. М.В. Кузнецов, В.Ф. Новоселов «Противокоррозийная защита трубопроводов и резервуаров» - М.: Недра, 1992;
3. Н.Д. Томашов «Теория коррозии и защиты металлов» - М.: АН СССР, 1959;
4. Д.Е.Бугай, Л.Х.Балдеев, М.Л.Медведева, А.В.Мурадов, А.К.Прыгаев «Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров»- Москва; Российский Государственный Университет Нефти И Газа Имени И.М. Губкина, 2013;
5. Г.Г. Улиг, Р.У. Реви «Коррозия и борьба с ней» - Л.: Химия, 1989;
6. В.И Хижняков «Противокоррозийная защита объектов трубопроводного транспорта нефти и газа» - Томск: ТПУ, 2005;
7. Руководящий документ РД-16.01-60.30.00-КТН-102-1-05 «Методика расчета на прочность и долговечность труб с коррозионными дефектами потери металла»;
8. Строительные нормы и правила СНиП 2.05.06-85* «Нагрузки и воздействия»;
9. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров «Защита трубопроводов от коррозии» - ООО «Недра», 2007.
10. В. А. Середёнок «Разработка методики реконструкции магистральных газопроводов методом «Труба в трубе» на осложненных участках трассы» - Ухта; ФГБОУ ВО «Ухтинский Государственный Технический Университет», 2020;
11. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;

					<i>«Оценка влияние эксплуатационных факторов на надежность резервуара вертикального стального типа РВС-20000 кубических метров на нефтеперекачивающей станции ПарABEL»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Гольбик А.В.</i>			<i>Список использованных источников</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					126	127
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 3-2Б8СА		
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

12. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
13. ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Классификация и общие требования безопасности;
15. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности;
16. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума;
17. СП 52.13330-2016. Естественное и искусственное освещение;
18. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
19. ГОСТ 12.1.045-84. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля;
20. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
21. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность общие требования и номенклатура видов защиты.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		127