

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
«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»

УДК 622.692.4.053:620.197

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Баруздина Д.И.		

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	Трубченко Т. Г	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

<i>Код результата</i>	<i>Результат освоения ООП</i>	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</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(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)</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(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	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 (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов"</i>
P8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа"</i>
P9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат освоения ООП</i>	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</i>
	обследованию оборудования, установок и систем НППС	<i>стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</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
3-2Б71Т	Баруздиной Диане Игоревне

Тема работы:

«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 36-78/с от 05.02.2021 г.
---	----------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021 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 высокой коррозионной активностью, на котором ведутся работы по антикоррозионной защите.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Изучить теоретические основы процессов коррозионных разрушений</li> <li>2. Выявить факторы, оказывающие наибольшее влияние на возникновение коррозионных процессов;</li> <li>3. Рассмотреть методы пассивной и активной защиты трубопроводов от коррозии</li> <li>4. Произвести расчет электрохимической защиты.</li> </ol>
--	---

<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	Нет
---	-----

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна - доцент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Мезенцева Ирина Леонидовна - ассистент ООД

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**


Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2021 г.
--	---------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Г	Баруздина Диана Игоревна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б71Т	Баруздиной Диане Игоревне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	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 НИР
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИР

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т. Г.	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б71Т	Баруздина Диана Игоревна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3-2Б71Т	ФИО Баруздиной Диане Игоревне
-------------------	----------------------------------

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

Тема ВКР:

<b>Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<b>Объект исследования:</b> Защита магистрального нефтепровода от различной коррозионной активности. <b>Область применения:</b> Линейная часть магистрального нефтепровода.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</li> <li>2. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> <li>3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</li> <li>4. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019)</li> </ol>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b>Вредные факторы:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>2. Превышение уровней шума</li> <li>3. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</li> <li>4. Превышение уровней вибрации</li> </ol> <b>Опасные факторы:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Электрический ток</li> </ol>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Атмосфера:</b> строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

	<p><b>Гидросфера:</b> попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители;</p> <p><b>Литосфера:</b> уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель. Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b> пожар, взрыв или утечка.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева И.Л.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б71Т	Баруздина Диана Игоревна		



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»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.03.2020	Введение	10
25.03.2020	Общие сведения о коррозии стальных сооружений	20
11.04.2020	Анализ способов защиты от коррозии	20
20.04.2020	Проведение расчетов	15
07.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2020	Социальная ответственность	10
18.05.2020	Заключение	5
25.05.2020	Презентация	10

Составил преподаватель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 156 с., 28 рис., 25 табл., 21 источник, 0 прил.

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

Объектом исследования является магистральный трубопровод.

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

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

В результате исследования: произведен расчет электрохимической защиты.

Область применения: линейная часть магистрального трубопровода

Экономическая эффективность/значимость работы расчет затрат на изоляцию трубопровода.

					«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баруздина Д.И.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					10	156
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр. 3-2Б71Т		

## Содержание

Введение.....	13
1. Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа .....	17
1.1. Классификация коррозионных процессов .....	17
1.2. Виды коррозионных разрушений .....	18
1.3. Способы защиты стальных сооружений от коррозии.....	30
1.4. Грунт как коррозионная среда .....	34
1.5. Подземная коррозия стальных сооружений .....	41
1.6. Грунт с высокой коррозионной активностью.....	49
2. Методы защиты оборудования от коррозии.....	58
2.1. Изменение состава среды .....	60
2.1.1. Снижение агрессивности среды .....	61
2.1.2. Ингибиторная защита.....	61
2.2. Катодная защита подземных трубопроводов.....	68
2.2.1. Принципиальная схема катодной защиты трубопроводов .....	68
2.2.2. Анодное заземление .....	70
2.3.Протекторная защита трубопроводов.....	84
2.3.1. Принцип работы протекторной защиты .....	84
2.3.2. Конструкция протекторов.....	87
2.4.Электродренажная защита подземных трубопроводов .....	92
2.4.1. Принцип работы электродренажной защиты.....	92
2.4.2. Установки электродренажной защиты .....	97
2.5. Изоляционные покрытия .....	100
2.5.1. Назначение изоляционных покрытий.....	100
2.5.2. Конструкции изоляционных покрытий .....	100
2.5.3. Контроль качества изоляционных покрытий .....	108
3. Расчеты электрохимической защиты .....	112
3.1. Исходные данные для расчета.....	112
3.2. Расчет электрических характеристик трубопровода.....	112
3.3. Расчет параметров установки катодной защиты .....	116
3.4. Расчет параметров анодного заземлителя.....	118
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	120

					<i>«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Баруздина Д.И.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л</i>					11	156
<i>Консульт.</i>					<b>ТПУ гр. 3-2Б71Т</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	120
4.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	120
4.1.2. Анализ конкурентных технических решений .....	121
4.1.3. SWOT-анализ .....	122
4.2. Планирование исследовательской работы в рамках ВКР .....	124
4.2.1. Структура работ в рамках проводимого исследования .....	124
4.2.2. Определения трудоёмкости работ .....	125
4.2.3. Разработка графика проведения исследовательской работы .....	126
4.3. Бюджет проводимого исследования .....	129
4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ .....	130
4.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ .....	131
4.3.3. Расчет затрат на оплату труда .....	132
4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	134
4.3.5. Расчет отчислений во внебюджетные фонды .....	135
4.3.6. Расчет накладных расходов .....	135
4.3.7. Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы .....	136
4.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования .....	137
5. Социальная ответственность .....	140
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	140
5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	140
5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	141
5.2. Производственная безопасность .....	142
5.2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	142
5.2.2. Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	143
5.3. Опасные производственные факторы .....	146
5.3.1. Электрический ток .....	146
5.4. Экологическая безопасность .....	148
5.4.1. Защита атмосферы .....	148
5.4.2. Защита гидросферы .....	148
5.4.3. Защита литосферы .....	149
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	150
Заключение .....	154
Список использованных источников .....	155

## 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 (произошло от лат. *corrosion* – разъедание). Коррозию железоуглеродистых сплавов обычно называют ржавлением, что связано с тем, что в состав продуктов их коррозии входят гидратированные оксиды железа (ржавчина). 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, например, вследствие разгерметизации

					«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Введение	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Баруздина Д.И.						13	156
Руковод.	Саруев А.Л							
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.					ТПУ гр. 3-2Б71Т		

- 4) 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);
- 5) 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.

					Введение	Лист
						14
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) удастся 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

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

электричества, а также высказал предположение о пленочном механизме пассивности железа и электрохимической сущности процессов растворения 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>Введение</i>	<i>Лист</i>
						16
<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>«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Баруздина Д.И.</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>					17	156
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 3-2Б71Т</i>		
<i>Рук-ль ООП</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,

					<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>		18

и характеризуется скоростью проникновения коррозии в структуру металла. 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.

Из перечисленных видов коррозии мне бы хотелось подчеркнуть, что сплошная равномерная коррозия в системе трубопроводного транспорта нефти и газа встречается редко и, как правило, не представляет реальной опасности, так как в результате протекания сплошной равномерной коррозии поверхность становится более шероховатой, чем исходная. Наиболее распространенной является неравномерная коррозия, протекающая с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности стального сооружения (коррозия подземных трубопроводов). Наиболее опасными являются местные коррозионные разрушения, которые подразделяются на семь основных видов:

- 1) пятнами – в виде отдельных пятен, диаметр которых больше глубины прокорродировавшего слоя металла (например коррозия латуни в морской воде);
- 2) язвенная – в виде отдельных каверн, диаметр которых примерно равен их глубине (коррозия углеродистой стали в почве);
- 3) 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;

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

- 4) 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);
- 5) структурно – избирательная, при которой разрушается главным образом только структурная составляющая сплава (например, графитизация чугуна или обесцинкование латуни);
- 6) 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);
- 7) 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).

					<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>		20

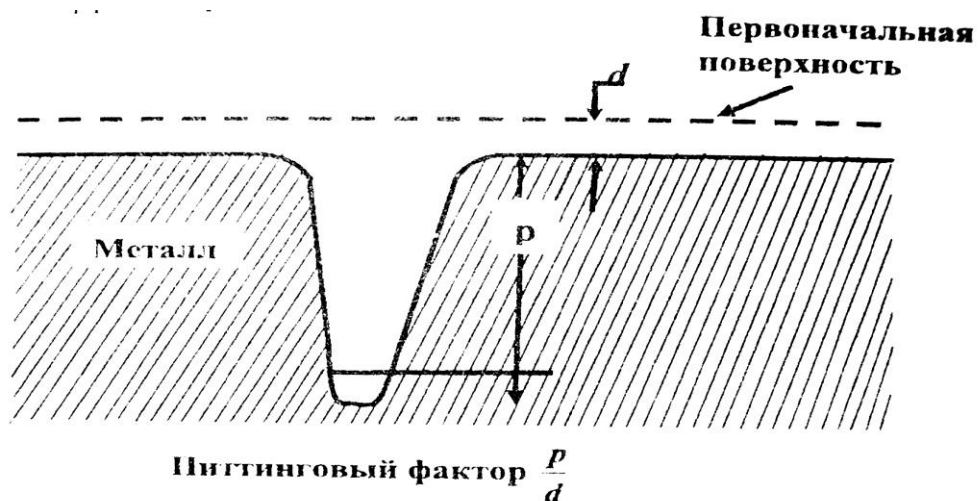


Рисунок 1 - Схема, поясняющая физический смысл питтингового фактора

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.

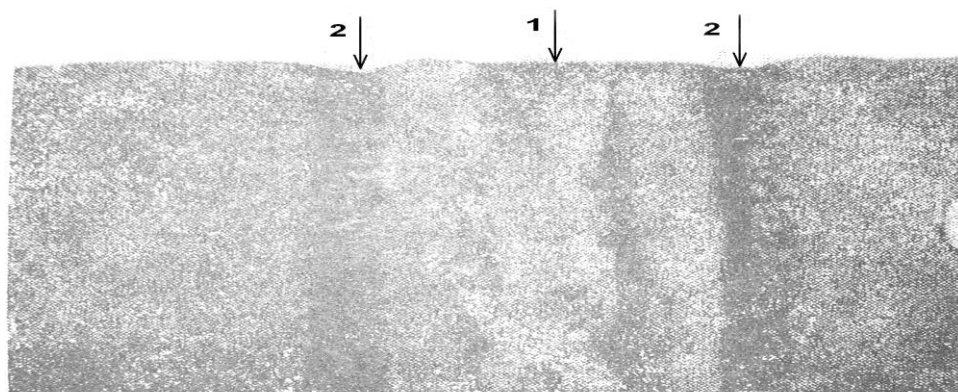


Рисунок 2 - Коррозионное разрушение стальной конструкции в области сварного шва: 1 – сварной шов; 2 – коррозионное разрушение в околошовной зоне

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 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.

Межкристаллитная коррозия – это локальное коррозионное разрушение по границам зерен, приводящее к потере прочности и пластичности стали. Межзеренное вещество, действующее как анод, контактирующий с развитой поверхностью самих зерен, является катодом. Межкристаллитная коррозия протекает интенсивно, глубоко проникая в

структуру стали и приводя к катастрофическим разрушениям находящегося в эксплуатации оборудования.

Растрескивание металла под действием пульсирующих или растягивающих напряжений в контакте стальной поверхности с коррозионной средой называют коррозионной усталостью. Если внутреннее напряжение в стальной конструкции не превышает критического значения, называемого пределом усталости, то вне коррозионной среды сталь будет разрушаться при значительно большем числе циклов нагружения. В коррозионной среде истинный предел усталости оборудования трубопроводного транспорта, как правило, не достигается.

Если трубная сталь при постоянном растягивающем напряжении с сероводородсодержащих грунтах подвергается растрескиванию сразу после нагружения или спустя определенное время, это разрушение, как было указано выше, называется коррозионным растрескиванием под напряжением (КНР). В этом случае растрескивание вызывают атомы водорода, способные проникать в стенку трубы со стороны внешней катодно – защищаемой поверхности трубопровода, вследствие протекания реакции катодного разложения воды:  $H_2O + 4e = 2H_{адс} + OH$  при чрезмерно завышенных потенциалах катодной защиты. Поэтому величина поляризационного потенциала при катодной защите трубопроводов не должна превышать 1,1 В по м. э. с.

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

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

разрушением наружной поверхности, так и стресс – коррозионным разрушением трубопроводов со стороны внешней, катодно – защищаемой поверхности.

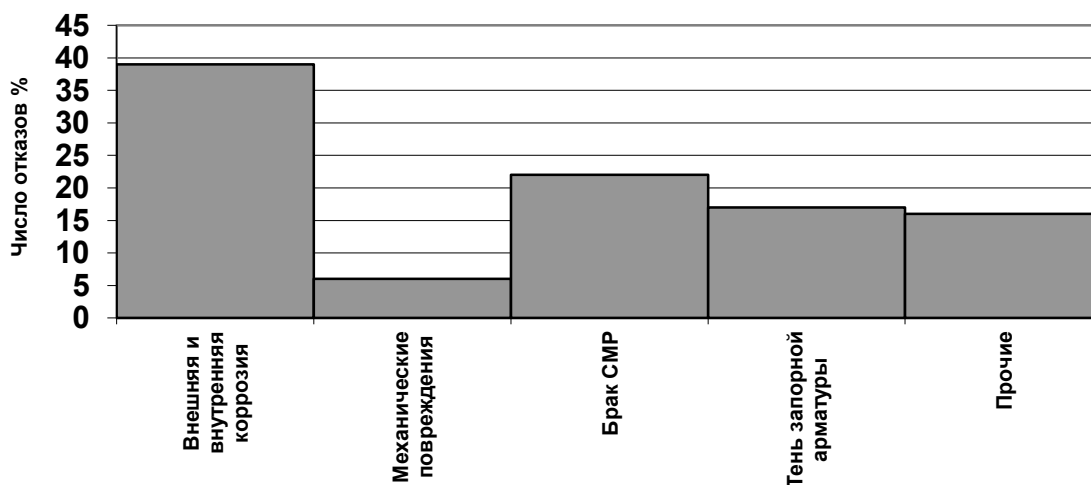


Рисунок 3 - Основные причины отказов на линейной части магистральных нефтегазопроводов

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 различных 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 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

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

источников и создающим в местах дефектов кристаллической решетки повышенное давление и охрупчивание.

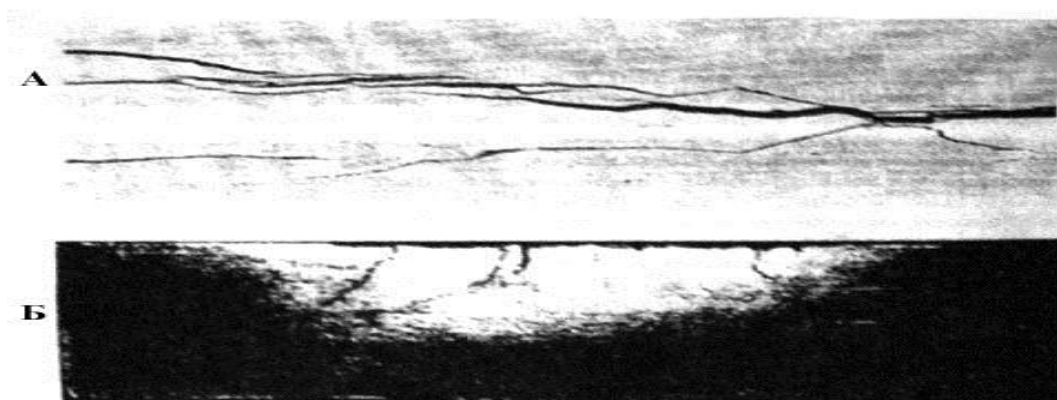


Рисунок 5 - Стенка трубопровода, подверженная стресс – коррозии со стороны катодно – защищаемой поверхности: А – вид в плане; Б – вид в профиль

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 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.

Перемещение водорода продолжается до тех пор, пока ион не встретит какое – либо нарушение объемно – центрированной формы кристаллической решетки стенки трубы, например микропоры или микротрещины, дислокации, неметаллические включения и тому

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

подобное. Такие места становятся ловушками водорода, где он адсорбируется одним из атомов железа и прекращает свою дальнейшую трансляцию. При реализации вероятности попадания в эту же ловушку еще одного иона происходит реакция каталитической рекомбинации с образованием молекулы водорода. Резкое увеличение объема посторонних включений вызывает рост внутреннего давления до 100 – 200 МПа, что приводит к появлению локального внутреннего напряжения и образованию локальной трещины. В дальнейшем такая схема может циклически неоднократно повторяться, способствуя подрастанию образовавшейся трещины. Колонии таких трещин с течением времени приводят к стресс – коррозионному разрушению трубопровода.

Стимулятором образования стресс – коррозионных трещин является, в том числе и неправильно выбранный режим катодной защиты (рисунок 6). Действительно, в режиме перезащиты на внешней катодно–защищаемой поверхности трубопровода протекает катодное разложение воды с образованием водорода. Выделяющийся при реакции водород частично молизуется, образует пузырьки газа и уходит в коррозионную среду, а частично адсорбируется на поверхности металла и какое – то время пребывает в ней в атомарном состоянии. Некоторое количество водорода за это время успевает диффундировать в металл и раствориться в нем, либо относительно равномерно, «напрягая структуру», либо неравномерно, образовав локальные скопления, так называемые блистеры в дефектах структуры.

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

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

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.



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 наводораживание пластической зоны стенки трубы на некотором расстоянии перед вершиной трещины, где в дислокациях (ловушках) кристаллической

					<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>		

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  $\text{Cl}^-$  в ряде случаев увеличивают скорость коррозии, так как при наличии ионов хлора образуется растворимая соль  $\text{FeCl}_2$ , которая в отличие от гидроокиси  $\text{Fe}(\text{OH})_2$ , не образует на корродирующей поверхности защитной пленки. В том же направлении действуют и ионы металлов с переменной валентностью:  $(\text{Fe}^{2+} = \text{Fe}^{3+} + e)$ . 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.

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Первый способ носит название пассивной защиты. Он предусматривает:

1) нанесение на поверхность стального сооружения слоя химически инертного относительно стали и окружающей агрессивной среды вещества с высокими диэлектрическими свойствами. В качестве защитных материалов применяют различного рода мастики, краски, лаки, эмали, пластмассы. Эти материалы жидкие в процессе нанесения, затем высыхают, образуя твердую пленку, которая обладает достаточной прочностью и хорошим сцеплением (адгезией) с поверхностью защищаемого стального сооружения. К этому методу следует отнести также и специальные методы укладки, часто применяемые для защиты подземных сооружений на территории городов и промышленных площадок, например коллекторную прокладку, при которой подземные трубопроводы размещают в специальных каналах. Изолирующим слоем в данном случае является воздушный зазор между стенкой трубопровода и каналом. Применение защитного слоя на стальных сооружениях – наиболее распространенный метод;

2) обработку изделий специальными растворами, в результате чего на стальной поверхности образуется слой малорастворимых солей. Примером может служить образование нерастворимых фосфатов на поверхности стальных изделий (фосфатирование) или оксида алюминия на изделиях из алюминиевых сплавов. Обработка поверхности стальных изделий растворами пассиваторов производится для перевода поверхностного слоя стали из активного состояния в пассивное, при котором резко уменьшается переход ионов железа в раствор и тем самым снижается интенсивность коррозионного процесса;

					<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>		

3) нанесение на изделие из малостойкого металла (обычно углеродистые стали) тонкого слоя другого металла, обладающего меньшей скоростью коррозии в данной среде (например, цинкование, хромирование или никелирование стальных изделий).

Второй способ защиты – введение в сталь компонентов, повышающих ее коррозионную стойкость в данных условиях, или удаление вредных примесей, ускоряющих коррозию. Он применяется на стадии выплавки стали, а также при термической и механической обработке стальных деталей. Во многих случаях легирование металла, мало склонного к пассивации металлом, легко пассивируемым в данной среде, приводит к образованию сплава, обладающего той же (или почти той же) пассивируемостью, что и легирующий металл.

Таким путем получены многочисленные коррозионностойкие сплавы, например нержавеющие стали, легированные хромом и никелем. Широкое внедрение этого способа сдерживается высокой стоимостью нержавеющих металлов. Сюда же относят использование неметаллических материалов, обладающих высокой химической стойкостью (асбоцемента, бетона, керамики, стекла, пластмассы и т. д.).

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

Обработка коррозионной среды различными ядохимикатами позволяет значительно снизить интенсивность деятельности микроорганизмов, что уменьшает опасность биокоррозии металлов.

					<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>		
						32



При борьбе с подземной коррозией осуществляется обработка агрессивного грунта с целью обеспечения его гидрофобизации (несмачиваемости водой), нейтрализация щелочами или кислотами и частичная замена на менее агрессивный грунт или специальную засыпку. Последнее мероприятие может рассматриваться как изоляция металла от прямого воздействия среды.

Четвертый способ носит название активной защиты, осуществляемый на практике следующими способами:

- 1) постоянной катодной поляризацией стального сооружения, эксплуатирующегося в среде достаточно большой электропроводностью. Такая поляризация, осуществляемая от внешнего источника электрической энергии, носит название катодной защиты. При катодной защите на подземное стальное сооружение подается отрицательный потенциал, что приводит к снижению его скорости коррозии до значений, как правило, не превышающих 0,01мм/год;
- 2) катодной поляризацией, вызванной электрическим контактом сооружения с металлом, обладающим более отрицательным электродным потенциалом, например стального сооружения с отливками из магниевых сплавов. Более электроотрицательный металл (магний) в среде с достаточно высокой электропроводностью подвергается разрушению и его следует периодически возобновлять. Такой металл называется протектором, а метод – протекторной защитой (от латинского protector – защитник);
- 3) анодной поляризацией, которая в некоторых случаях способствует поддержанию пассивного состояния стали в средах (например, кислотах), являющихся весьма агрессивными.

					<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>		

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.

#### 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.

Грунт представляет собой многофазную, дисперсную систему, в которой составляющие вещества находятся в твердом, жидком и газообразном состояниях. В реальных условиях равновесия между этими фазами не наблюдается. Это обусловлено прежде всего тем, что в грунте происходит непрерывный перенос тепла, почвенного электролита и воздуха, связанный с непостоянством условий на дневной поверхности. Этот процесс характеризует несоблюдение условий термодинамического равновесия в вертикальном направлении. Коррозионный процесс в грунтах, в отличие от электролитов со свободной конвекцией, имеет свою

					<i>Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

специфику и определяется как составом почвенного электролита зоны аэрации, где обычно прокладываются трубопроводы, так и размером твердых частиц грунта.

Твердая часть грунта состоит в основном из минералов с размерами от нескольких сантиметров (галька) до долей микрона (коллоидные фракции). Непосредственно в коррозионном процессе твердая основа грунта участия не принимает, однако, она оказывает определяющее влияние на физико-механические свойства грунта и это влияние тем сильнее, чем меньше размер частиц и, следовательно, чем больше суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема грунта. Существует мнение, что именно физико-механические, а не химические свойства грунта в основном влияют на скорость коррозии подземных стальных сооружений.

Особенно большое влияние на физико-механические свойства грунтов оказывают коллоидные фракции (размер частиц меньше 0,25мкм), илистые частицы (размер 0,25 – 1мкм) и, в меньшей степени, пылеватые частицы (размер 1 – 10мкм).

Третья составляющая часть грунтов – газообразная. Порový воздух грунта находится в непосредственном взаимодействии с поровым электролитом.

Растворяясь в воде, вещества, содержащиеся в воздухе, в той или иной мере принимают участие в коррозионном процессе. Важнейшим компонентом порового воздуха является кислород, выступающий как основной окислитель при коррозии подземных сооружений. Состав порового воздуха зависит, с одной стороны, от соотношения между потреблением кислорода и образованием углекислоты, с другой – от интенсивности воздухообмена с атмосферой. В поровом воздухе содержится значительное количество молекул воды. Влажность порового воздуха практически во всех случаях близка к 100%, поэтому корродирующая поверхность трубопровода в грунте практически всегда

					<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

покрыта пленкой влаги. По порам грунта, свободным от конденсированной влаги, происходит перемещение воды в виде пара.

Как было уже сказано, 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/см<sup>3</sup>. 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  $\rho$  (Ом×м).

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 <sup>3</sup>		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  $1\text{ м}^2$  и длиной  $1\text{ м}$ . 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.

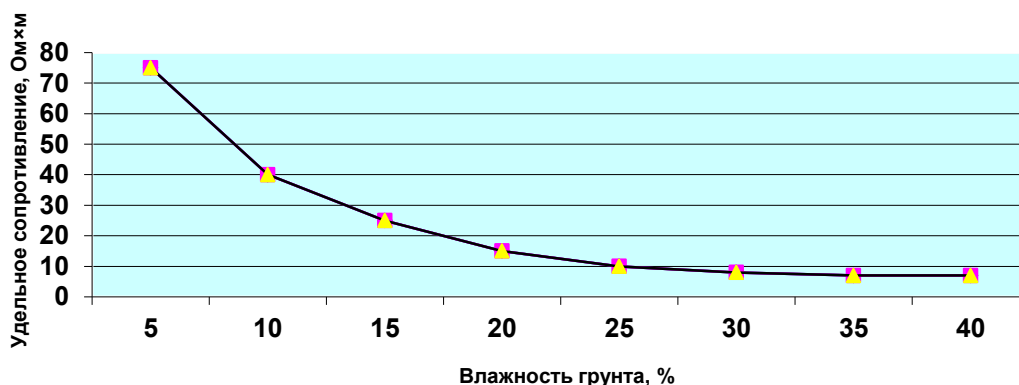


Рисунок 7 - Зависимость удельного сопротивления песчано-глинистого грунта от влажности

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.

Даже незначительное промерзание грунта влечет увеличение удельного электрического сопротивления практически в десять и более раз.

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 250 мг/л удельное электрическое сопротивление грунта практически не изменяется. В условиях эксперимента, оставаясь равным  $9 - 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ , 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  $\rho = 1 - 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

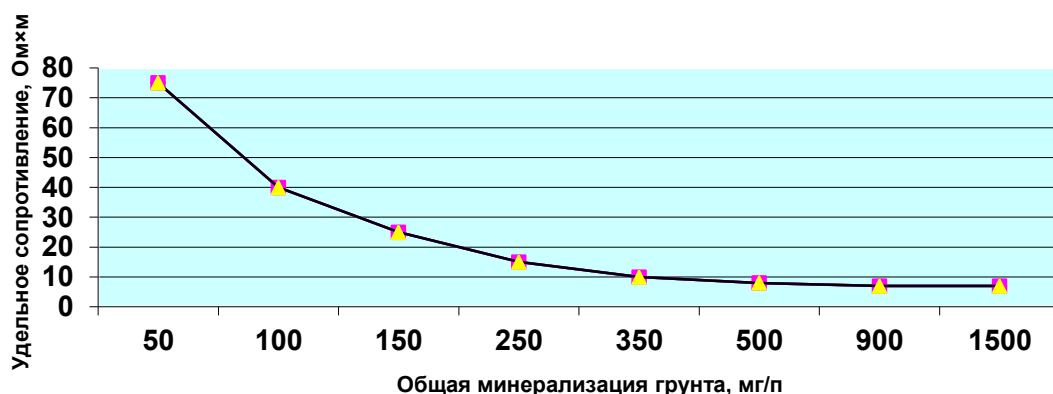


Рисунок 8 - Зависимость удельного сопротивления песчано-глинистого грунта от общей минерализации грунтового электролита

Между удельным электрическим сопротивлением грунта и опасность коррозии в определенных границах существует прямая зависимость: чем меньше  $\rho$ , 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-грунтовой 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 ± 3,23
	13	4,42 ± 0,84
	20	2,4 ± 0,216
Глина	9	9,9 ± 1,19
	16	2,43 ± 0,414
	20	1,78 ± 0,373
	37	1,57 ± 0,047
Торф	80	13,1 ± 2,49
	100	8,59 ± 0,61
	120	4,63 ± 0,147
	160	4,17 ± 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...100мкм. 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, CaCl<sub>2</sub>, NaCO<sub>3</sub>, CaCO<sub>3</sub> 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

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

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

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

имеющейся влаги достаточно для свободного протекания анодного процесса без заметного торможения.

Коррозионный процесс в грунтах, в отличие от электролитов со свободной конвекцией, имеет свою специфику и определяется как составом почвенного электролита зоны аэрации, где прокладываются магистральные и технологические трубопроводы, так и размером твердых частиц грунта. Состав почвенного электролита формируется растворением минеральных солей, содержащихся в твердой основе грунта, действием 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 перемешивания в толще грунта. Твердая часть грунта состоит в основном из минералов с размерами от нескольких сантиметров (галька) до долей микрона (коллоидные фракции). Непосредственно в коррозионном процессе твердая основа грунта участия не принимает, однако она оказывает определяющее влияние на физико-механические свойства грунта и это влияние тем сильнее, чем меньше размер частиц и, следовательно, чем больше суммарная поверхность частиц, содержащихся в единице объема грунта. Именно физико-механические, а не химические свойства грунта определяют скорость коррозии подземных сооружений. Особенно большое влияние на физико-механические свойства грунтов оказывают коллоидные фракции (размер частиц меньше 0,25 мкм), илистые частицы (размер 0,25 – 1 мкм) и, в меньшей степени, пылеватые частицы (размер 1 – 10 мкм).

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 микророзрозионных элементов, то

					<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>		
						43

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.

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 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

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

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  $0,175 \text{ A/m}^2$ , 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 грунта.

К особенностям грунтовой коррозии металлических сооружений относятся:

- 1) большое количество микрокоррозионных элементов, возникающих из-за неоднородности стальной поверхности (наличие в сталях кристаллов Fe, C, Mn, P, S и т. д.);
- 2) микровключений окалина, ржавчины на корродирующей поверхности;
- 3) физико-механическая неоднородность состава грунта (грунтового электролита), обусловленная разной плотностью, содержанием

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
						46

- 4) различных солей, их концентрацией, химическим составом;
- 5) возникновение и работа макрокоррозионных пар вследствие залегания разных типов грунтов по трассе трубопровода;
- 6) наличие поперечных и продольных сварных швов, различной аэрации;

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

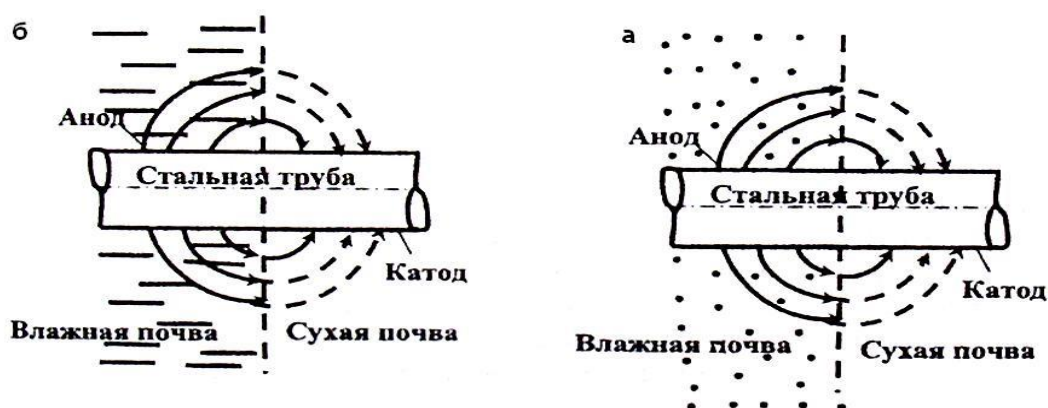


Рисунок 9 - Участок подземного стального трубопровода на выходе из болота (а) и участок подземного стального трубопровода в минерализованном и неминерализованном грунте (б)

Отрезок подземного стального трубопровода, соприкасающийся с более концентрированным грунтом ( $\text{NaCl}$ ), 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  $\text{FeCl}$ , 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 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;
- 6) 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

					<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>		48



нефтеперекачивающих и компрессорных станции и на некотором расстоянии от нее) может привести к образованию термогальванических коррозионных пар.

### 1.6. Грунт с высокой коррозионной активностью

В течение долгого времени удельное сопротивление грунта считалось основной характеристикой его коррозивности. До сих пор сохраняет популярность старая (Акимов-Томашов) пятибалльная классификация коррозионной активности почв по их удельной электропроводности или сопротивлению. В соответствии с ней агрессивность почв может быть особо высокой ( $\rho$  до 5 Ом $\times$ м), высокой ( $5 < \rho < 10$  Ом $\times$ м), повышенной ( $10 < \rho < 20$  Ом $\times$ м), средней ( $20 < \rho < 100$  Ом $\times$ м) и низкой (свыше 100 Ом $\times$ м). В современных нормативных документах электросопротивление грунта также иногда рассматривается как основная характеристика его коррозионной агрессивности. Так, в соответствии с ГОСТ 9.602–2005 коррозионная агрессивность грунта считается низкой при удельном сопротивлении свыше 50 Ом $\times$ м, средней при сопротивлении от 20 до 50 Ом $\times$ м и высокой – до 20 Ом $\times$ м. Действительно, еще в 50-х годах прошлого столетия В.Ф. Негреев привел данные по доле сквозных язв в общем числе коррозионных поражений трубопровода в зависимости от удельного сопротивления почв (рисунок 10).

					Коррозия объектов магистрального трубопроводного транспорта нефти и газа	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

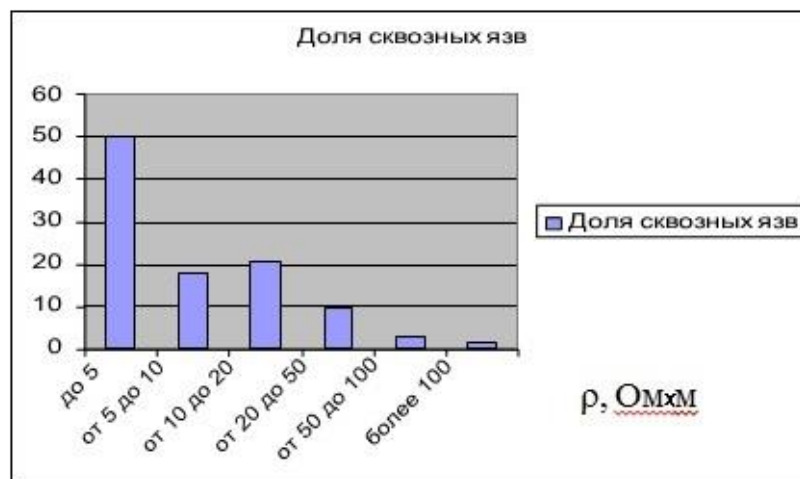


Рисунок 10- Зависимость доли сквозных язв в трубопроводе от удельного сопротивления грунта

Удельное электрическое сопротивление грунта, безусловно, является характеристикой его коррозионной агрессивности, но полностью полагаться на эту характеристику, оценивая коррозивность грунта, нельзя. Во-первых, грунт обратной засыпки трубопровода может отличаться от естественного грунта плотностью, влагосодержанием и другими характеристиками, а, следовательно, и удельным сопротивлением. Удельное электрическое сопротивление грунта очень сильно зависит от времени года: весной и осенью, в период дождей, оно будет падать, в засушливую летнюю погоду возрастет. На нем будут сказываться погодные условия: дожди, заморозки и др.

Сельскохозяйственные мероприятия, например, внесение в почву минеральных удобрений, также могут изменить сопротивление грунта по сравнению с тем, что было измерено при прокладке трубопровода. Все это связано с тем, что удельное электрическое сопротивление грунта является комплексной характеристикой, зависящей от очень многих факторов: влажности, содержания в грунте солей, температуры, структуры, гранулометрического состава грунта и других факторов. Поэтому имеет смысл остановиться подробнее на каждом из этих факторов, тем более что некоторые из них, например, температура стенки трубопровода, может не только влиять на удельное электрическое сопротивление грунта, но и

оказывать влияние на развитие коррозии самостоятельно.

### **Влажность и аэрируемость грунта**

Существенное значение для коррозии металла труб имеет влажность грунта. Влажность – это доля объема грунта, занятого водой (%). С одной стороны, естественный потенциал металла делается более отрицательным по мере повышения влажности грунта: грунт является электролитом, обеспечивающим возможность протекания коррозии по электрохимическому механизму.

Вода может присутствовать в грунте в разных видах. Она может быть химически связанной, то есть входить в состав кристаллогидратов, присутствующих в почве, например,  $\text{CaSO}_4 \times 5\text{H}_2\text{O}$ . Эта вода не может играть роль электролита и на коррозионную агрессивность почвы влияние не оказывает. Эта влага также не может принимать участие в электрохимическом процессе и не является опасной. Опасность представляет капиллярная свободная вода, то есть вода, которая заполняет поры грунта. Именно она может участвовать в коррозионном процессе.

Увеличение влажности грунта облегчает протекание анодного процесса, увеличивает электропроводность грунта, но затрудняет протекание катодного процесса. Вероятно, это связано с тем, что избыток влаги, вытесняя из почвы воздух, затрудняет диффузию основного катодного деполяризатора – кислорода, содержащегося в воздухе, к поверхности металла. Так, в песке при увеличении влажности с 0 до 20 % скорость диффузии кислорода снижается в 10000 раз.

Следует отметить, что и влажность, и аэрируемость грунтов - характеристики, которые очень сильно зависят от внешних условий и не определяются однозначно. Выделяют две группы факторов, влияющих на доставку кислорода к поверхности металла трубы и на влажность грунта: внешние и внутренние. Весьма значимыми внешними факторами являются гидрологические (уровень грунтовых вод, минерализация грунтовых вод).

					<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>		

Минерализация грунтовых вод, то есть общее содержание растворенных в грунтовом электролите минеральных солей, влияет на растворимость кислорода и других газов в нем. По мере повышения содержания солей в грунтовом электролите растворимость газов в нем уменьшается. Тем не менее, агрессивность его увеличивается, так как по мере повышения минерализации грунтового электролита увеличивается его электропроводность, что оказывает на коррозионный процесс, как правило, более существенное влияние.

Помимо гидрологических факторов, к внешним относятся и метеорологические (осадки, температура, давление), которые, в свою очередь, связаны со временем года.

На рисунке 11 представлено изменение влажности грунта в течение года на различных глубинах залегания слоя.

Для слоев, залегающих на глубине больше 1 м, время года сказывается на влажности грунта очень мало. Поэтому трубопроводы прокладывают, как правило, именно на этой глубине. Однако даже на такой глубине полностью исключить метеорологический фактор нельзя. Иногда после сильной засухи, наступившей вслед за дождями, почва трескается.

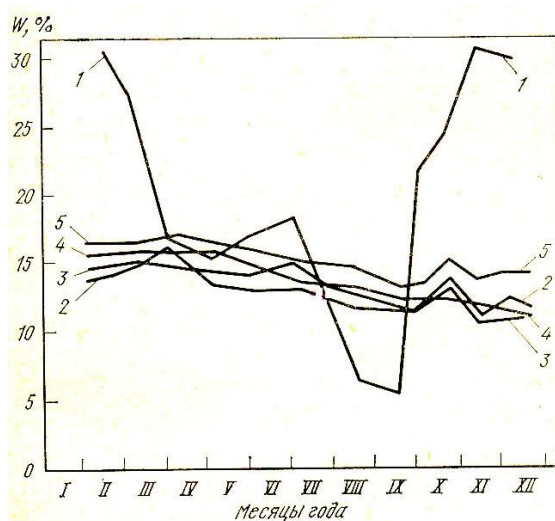


Рисунок 11 - Изменение влажности грунта в течение года в зависимости от глубины залегания слоя, см (1 – 10, 2 – 50, 3 – 100, 4 – 150, 5 – 200)

В образовавшиеся трещины легко проникает кислород. При следующем дожде коррозионная ситуация резко обостряется: к поверхности металла труб легко поступает как влага, так и кислород. Кроме того, изменение объема почвы во время чередующихся засух и дождей вызывает смещения отдельных участков грунта, которые могут привести к повреждению изоляционного покрытия. К внешним факторам относят также последствия сельскохозяйственных (полив, пахота, внесение удобрений), строительных (дренаж траншей), технологических (температура транспортируемого продукта, вибрации) и других мероприятий.

К внутренним факторам принято относить особенности грунта, по которому проложен трубопровод, и состояние изоляции. При нарушении изоляции по всему диаметру трубопровода возможно возникновение гальванических пар дифференциальной аэрации, связанных с разными причинами. Это могут быть пары, возникновение которых обусловлено, например, разницей в структуре грунта, прилегающего к отдельным участкам оголенного трубопровода. Независимо от состава грунта кислород легче проникает к верхней образующей трубопровода, чем к нижней. Влажность грунта наоборот, обычно выше снизу трубопровода. Поэтому при нарушении сплошности изоляции нижняя часть трубы служит анодом, а верхняя часть - катодом.

### **Структура и гранулометрический состав грунта**

Под структурой грунта понимают пространственную организацию компонентов грунта, характеризующуюся совокупностью морфологических (размер, форма частиц, их количественное соотношение), геометрических (пространственная композиция структурных элементов) и энергетических признаков (тип структурных связей и общая энергия структуры) и определяющуюся составом, количественным соотношением и взаимодействием компонентов грунта. В

					<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>		

зависимости от характера структурных связей грунты подразделяют на: скальные (с жесткими структурными связями), дисперсные (с механическими и водно-коллоидными структурными связями) и мерзлые (с криогенными структурными связями).

Основная доля магистральных трубопроводов проложена по дисперсным грунтам. Именно их коррозионная агрессивность представляет наибольший интерес.

Коррозионная агрессивность грунта в значительной степени зависит от его гранулометрического состава. Гранулометрический состав – это количественное соотношение частиц различного размера в дисперсных грунтах. В почвах и грунтах могут присутствовать частицы разного размера – от 0,001 мм до нескольких сантиметров. Весь диапазон размеров принято делить на группы, называемые фракциями почв. Единой классификации частиц грунтов не существует. В ряде случаев пользуются классификацией Н.А. Качинского, которая все фракции с размерами частиц до 0,01 мм рассматривает как физическую глину, от 0,01 мм до 1 мм - как физический песок, частицы размером от 1 до 3 мм – как фракцию гравия, а свыше 3 мм – как каменистую часть грунта.

Таблица 5 - Классификация грунтов по гранулометрическому составу

Грунт	Содержание физической глины, %
песок	до 5
рыхлый песок	5-10
связной супесь,	10-20
суглинок лёгкий	15-30
суглинок средний	30-45
суглинок тяжёлый	40-60
глина лёгкая	40-75
глина средняя	50-85
глина тяжёлая	более 85

Чем мельче частицы грунта, составляющие его основу, тем большую удельную поверхность они имеют, тем в большей степени они способны удерживать влагу. Аэрация таких грунтов затруднена. Из этого следует, что глины хорошо удерживают влагу. Через песок легко проникает воздух. Поэтому в коррозионном отношении, при прочих равных условиях, эти почвы неравноценны.

Особенно опасна ситуация, когда оголенный участок металлической поверхности соседствует с двумя разнородными почвами. Такое соседство приводит к образованию так называемых гальванических пар дифференциальной аэрации (рисунок 12.).

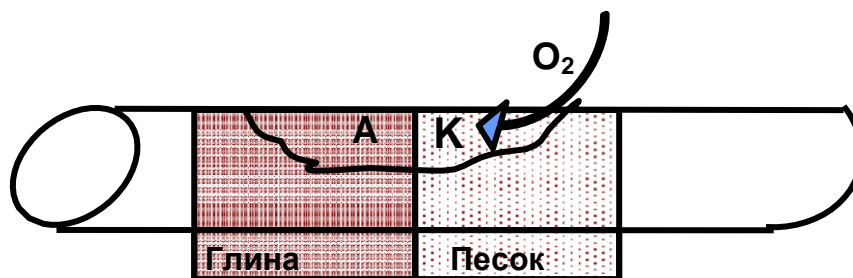


Рисунок 12 - Возникновение пары дифференциальной аэрации на границе раздела грунта разного состава

Через песок к поверхности металла легко подходит кислород и активизирует катодный процесс. Влага легче поставляется глиной. В результате граница контакта глины, песка и металла превращается в активно функционирующий гальванический элемент. Анодные участки, примыкающие к катодным, растворяются. На катодных участках активизируется восстановление кислорода. Следует отметить, что пары дифференциальной аэрации могут возникать и при других условиях, и всегда их возникновение бывает сопряжено с интенсификацией коррозионного процесса на поверхности трубопровода.

### Температура стенки трубопровода

Температура является наиболее значимым фактором из всех, влияющих на коррозию трубопроводов. Температура оказывает

существенное воздействие не только на скорость химических реакций, лежащих в основе коррозионного процесса, но и на влажность грунта, на условия жизни микроорганизмов, влияющих на коррозионную ситуацию, и на другие факторы. Безусловно, фактором, максимально сказывающимся на коррозии металла труб, является температура стенки самого трубопровода. В формировании этого фактора существенную роль играет климат местности, по которой проходит трубопровод. Независимо от электропроводности грунта, его структуры, влажности и аэрируемости, скорость коррозии металла труб увеличивается при переходе из северных районов в южные. Коррозия металла труб, лежащих в многолетнемерзлом грунте, как правило, несущественна.

Приоритетное влияние температуры на развитие коррозионного процесса, вероятно можно связать со следующими причинами:

1) При повышении температуры повышается скорость любых химических реакций, в том числе и тех, которые лежат в основе коррозионных процессов.

2) Повышение температуры стенки трубопровода приводит к направленной диффузии влаги от нее. Это, в свою очередь, приводит к следующим последствиям. С одной стороны, освободившиеся от влаги поры грунта заполняются грунтовым воздухом, содержащим кислород. При этом облегчается подвод основного катодного деполяризатора (кислорода) к поверхности металла. С другой стороны, по мере снижения влажности грунта происходит кристаллизация малорастворимых солей с образованием кристаллогидратов:  $\text{CaSO}_4 + 5\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CaSO}_4 \times 5\text{H}_2\text{O}$ .

Образовавшиеся кристаллогидраты уже не входят в состав грунтового электролита. Поэтому его электропроводность должна снижаться. Наконец, образовавшиеся кристаллогидраты оседают в порах грунта, забивая их и вытесняя из них кислород. Оба

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



описанных явления, связанных с образованием кристаллогидратов, должны подавлять коррозионный процесс. Вероятно, эти явления, сопровождающие повышение температуры стенки трубопровода, влияют на коррозионную ситуацию незначительно.

3) Повышение температуры стенки трубопровода негативно сказывается на свойствах изоляции – ускоряется процесс ее старения.

4) С повышением температуры грунта активизируется деятельность микроорганизмов, вызывающих биокоррозию.

Таким образом, повышение температуры стенки сопровождается процессами, одни из которых усиливают коррозионный процесс, а другие – замедляют. Поэтому зависимость скорости коррозии стали от температуры носит экстремальный характер. При повышении температуры до 80°C наблюдается практически линейная зависимость скорости коррозии подземной металлоконструкции от температуры. Далее скорость общей коррозии уменьшается, активизируется язвенное поражение, причем скорость его на оголенных участках трубопровода может достигать 2,5–3,0 мм/год.

Периодическое изменение температуры транспортируемого продукта также весьма негативно сказывается на коррозионной ситуации. Для снижения вероятности коррозионного поражения трубопровода рекомендуется, по возможности, стабилизировать температуру транспортируемого продукта, снизив ее до значений 30 °С и ниже.

					<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>		
						57

## 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 (ингибаторы).
- 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

					«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Методы защиты оборудования от коррозии	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Баруздина Д.И.						
Руковод.		Саруев А.Л					58	156
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

газов, хорошей адгезией к металлу или 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>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

### 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 pH 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>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

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  $\gamma$  (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  $\gamma$  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.

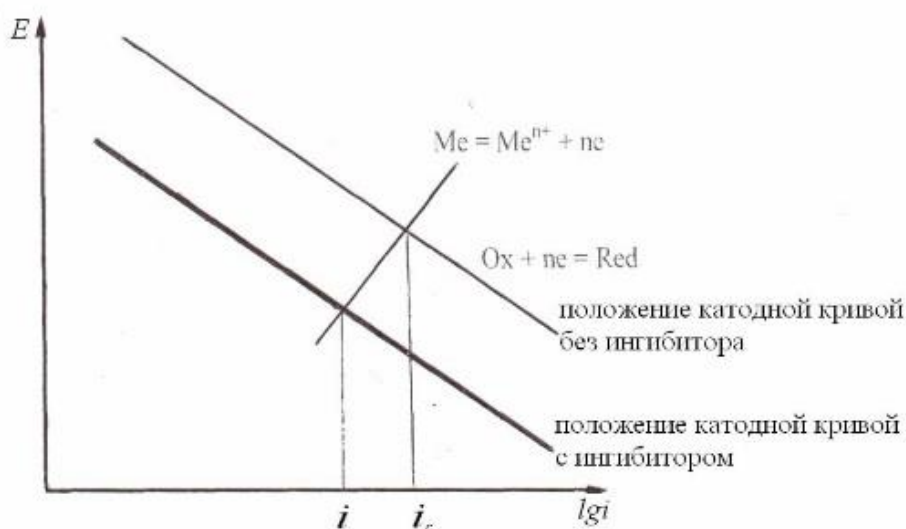


Рисунок 13 - Схема поляризационных кривых для реакций анодного растворения металла и катодного восстановления окислителя в отсутствие и при наличии катодного ингибитора

Молекулы ингибитора, адсорбируясь на поверхности металла, могут не влиять на скорость анодного окисления металла, но при этом снижать скорость катодного восстановления окислителя (рисунок 13). Такие ингибиторы называются *ингибиторами катодного типа*. Ингибиторы, молекулы которых снижают скорость анодного окисления металла, не изменяя при этом скорость катодного восстановления окислителя (рисунок 14), называются *ингибиторами анодного типа*.

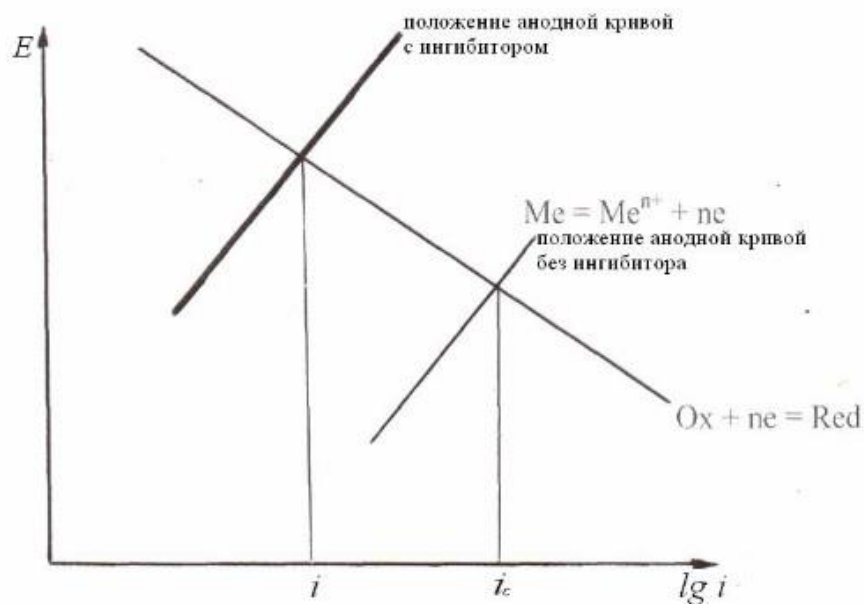


Рисунок 14 - Схема поляризационных кривых для реакций анодного растворения металла и катодного восстановления окислителя в отсутствие и при наличии анодного ингибитора

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 ингибиторы, содержащие катионы тяжелых металлов, например  $\text{Bi}(\text{SO}_4)_3$ , чаще всего применяются, когда коррозия протекает с водородной деполяризацией (рисунок 15).



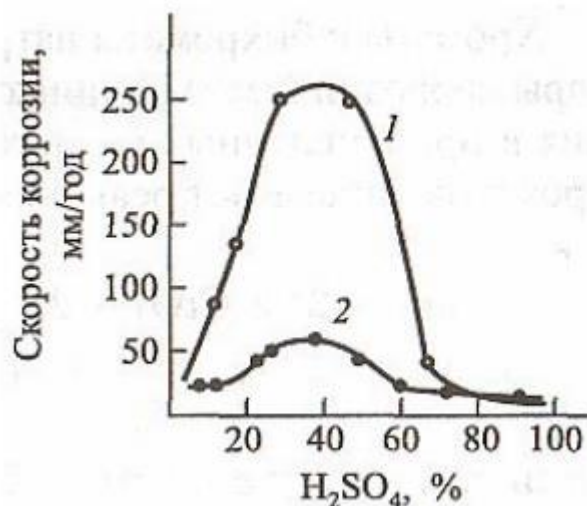


Рисунок 15 - Зависимость скорости коррозии стали в растворах H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>:  
 1 - H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>; 2 - H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>+As<sup>3+</sup>(0,045%)

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

Катодно-анодные неорганические ингибиторы, например KJ, KBr в растворах кислот, тормозят анодный и катодный процессы за счет образования на поверхности металла хемосорбционного слоя.

Пленкообразующие ингибиторы защищают металл, создавая на его поверхности фазовые или адсорбционные пленки. В их число входят NaOH, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> и фосфаты. Наибольшее распространение получили фосфаты, которые широко используют для защиты железа и стали в системе хозяйственных и коммунальных стоков.

В присутствии фосфатов на поверхности железа образуется защитная пленка. Она состоит из гидроксида железа, уплотненного фосфатом железа. Для большего защитного эффекта фосфаты часто используются в смеси с полифосфатами.

Пассиваторы тормозят анодную реакцию растворения металла благодаря образованию на его поверхности оксидов. Они являются

хорошими, но опасными ингибиторами. При неверно выбранной концентрации в присутствии ионов  $\text{Cl}^-$  или при несоответствующей кислотности среды они могут ускорить коррозию металла и, в частности, вызвать очень опасную точечную коррозию.

Хроматы и бихроматы натрия и калия используются как ингибиторы коррозии железа, оцинкованной стали, меди, латуни и алюминия в промышленных водных системах.

Нитриты применяются в качестве ингибиторов коррозии многих металлов (кроме цинка и меди) при  $pH$  более 5. Они дешевы и эффективны в случае присутствия ржавчины. Защитное действие нитритов состоит в образовании поверхностной оксидной пленки.

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.

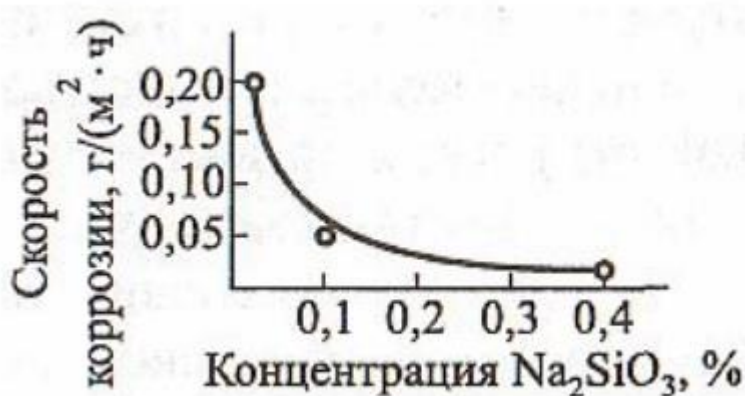


Рисунок 16 - Зависимость скорости коррозии стали в нейтральных водных растворах от концентрации  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$

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

Органические ингибиторы – это ингибиторы смешанного действия: алифатические и ароматические соединения, имеющие в своем составе атомы азота, серы и кислорода.

Коррозионная активность нефти колеблется в очень широких пределах. Поэтому одни и те же типы ингибиторов используются как на стадии добычи, так и на стадии переработки нефти. Ингибиторы, которые добавляют в нефть, адсорбируются на поверхности металла полярной группой таким образом, что углеводородная цепь оказывается на внешней стороне образовавшейся пленки, вызывая гидрофобизацию поверхности. К ней присоединяется масло или другие углеводороды, благодаря чему на поверхности металла возникает двойная пленка, препятствующая протеканию коррозии. Хорошими защитными свойствами обладают соединения, в молекулу которых входят кислород и длинная углеводородная цепь с более чем десятью атомами углерода. Широкое применение в нефтедобыче получила технология рассредоточенного ингибирования, суть которой заключается в приближении точек его подачи к наиболее коррозионно-опасным участкам. Кроме отечественного ингибитора Олазол-Т2П, применяют импортные продукты Корексит-6350 (Налко-Эксен), ИСА-148 (Серво).

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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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 м<sup>3</sup> 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°С, 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 17).

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.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		68

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

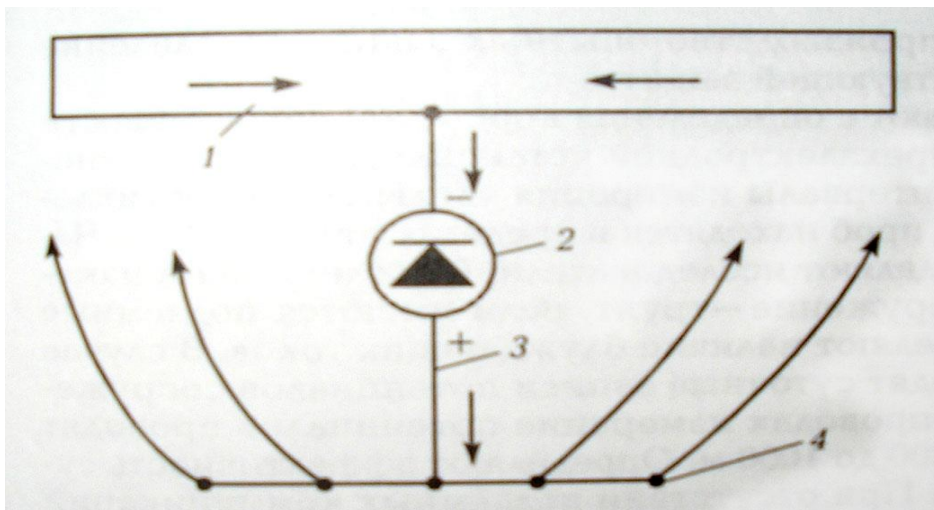


Рисунок 17 - Принципиальная схема защиты трубопроводов: 1 – трубопровод; 2 – внешний источник постоянного тока; 3 – соединительный провод; 4 – анодное заземление

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.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		70

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.

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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

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.

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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72



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).

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 SiO<sub>2</sub>, 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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

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:

- 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.

Электрохимический эквивалент анодов из сплавов свинца в грунте составляет порядка 0,4 - 0,6 кг/(А×год). С электрохимической точки зрения, их преимуществами являются: низкая скорость разрушения, возможность применения высоких плотностей тока, хорошая электрическая проводимость сплава. К недостаткам следует отнести то, что эти аноды необходимо устанавливать в среде с большим содержанием хлора, что не всегда выполнимо для подземных трубопроводов.

Перспективным материалом для анодных заземлителей является магнетит - сплав на основе оксидов железа. Изделия из магнетита отливают при высокой температуре со специальными добавками. Литой электрод гладкий, твердый и плотный как стекло. Электрохимический эквивалент магнетита составляет 0,02 кг/(А×год).

Анодные заземлители из магнетита проходят промышленную апробацию.

В настоящее время имеется опыт катодной защиты с платинированными титановыми анодами трубчатой формы с медным сердечником. Изготавливают такие аноды диаметром от 3,0 до 25,6 мм, покрытыми платиной в 20 мк. Несмотря на ряд преимуществ сплавов в качестве анодов, они имеют такие недостатки, как хрупкость и ломкость, высокая стоимость. Электрохимический эквивалент радованных титановых анодов составляет порядка 0,08 – 0,15 кг/(А×год).

Платинированные танталовые аноды применимы при большом рабочем напряжении в системах катодной защиты, где возможно осуществить автоматическое регулирование потенциала.

Платину относят к наиболее химически стойким металлам, платинированные аноды можно применять при плотности анодного тока 2000-3000А/м<sup>2</sup>. Однако высокой стоимостью и дефицитностью платины ограничивается возможность ее применения в чистом виде. Поэтому она применяется либо в виде тонкого покрытия на подложке из пассивирующихся металлов титана, тантала или ниобия, либо в виде проволоки или сетки, укрепленных в основе из диэлектрика.

В ходе длительных испытаний при плотностях тока от 4,4 до 40 А/м<sup>2</sup> титан - никелевых сплавов для анодов, применяемых в системах катодной защиты, расход материала составил от 1 до 10 г/(А×год). Это были бы хорошие результаты, если бы не наблюдался процесс питтингообразования. А в случае выделения на поверхности анода кислорода или хлора скорость саморастворения увеличивается в результате подкисления приэлектродного слоя, пропорционально плотности тока. Поэтому литые титан - никелевые аноды не могут обеспечить надежную работу катодной защиты.

За рубежом и в России для анодных заземлителей используют электропроводную резину. Внутри резинового тела, представляющего собой гибкий электрод диаметром от 20 до 50 мм, проходит непрерывный

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

токоотвод в виде многопроволочной медной или омедненной стальной жилы.

Кроме того, для анодных заземлителей применяют малорастворимые материалы на основе токопроводящих эластомеров и полимеров. Электрохимический эквивалент этих конструкций находится в пределах  $0,5 \text{ кг}/(\text{А} \times \text{год})$ . Поставляют их в бобинах длиной от 500 до 600м в зависимости от диаметра. Анодные заземлители из этих материалов проходят промышленную апробацию. Планируют их использовать для горизонтальных и протяженных конструкций.

Из применяемых в настоящее время малорастворимых материалов (графит, ферросилид, платинированный титан и т. д.) ни один в полной мере не удовлетворяет практическим запросам, что обуславливает продолжение поиска новых материалов, среди которых в последнее время уделяется большое внимание композиционным материалам.

В последние годы начали применять электроды из прессованного графитированного порошка на связующем из фенолоформальдегидной смолы. Этот материал известен под названием графитопласт типа АТМ-1. Графитопласт обладает низкой механической прочностью, однако он хорошо обрабатывается. Имеется промышленная база для производства в количестве, удовлетворяющем потребности нефтяной промышленности. Скорость анодного растворения графитопласта составляет  $0,5-1,0 \text{ кг}/(\text{А} \times \text{год})$ .

Изготовлением графитопластовых электродов в виде полых цилиндров большого диаметра в некоторой степени компенсируют низкую прочность материала. Помещая токовводы и соединительные кабели в полость трубчатого электрода, где электрическое поле отсутствует, можно надежно предохранить эти элементы от разрушающего действия анодного тока.

ВНИИСТом разработан анодный заземлитель в коксобетонной оболочке. Коксобетон является композиционным материалом, состоящим

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		76

из коксовой мелочи, цементного камня и жидкой фазы, которая представляет собой водный раствор электролитов.

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 расположен непрерывный токоввод в виде многопроволочной медной или омедненной стальной жилы (рисунок 18).

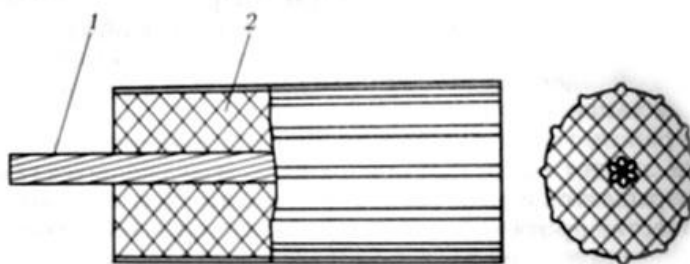


Рисунок 18 - Конструкция анодного заземлителя ЭРП: 1 – токоотвод; 2 – рабочий электрод

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.

Каменноугольный пек характеризуется наличием большого числа парамагнитных центров, которые могут принимать активное участие в образовании химических связей между связующими материалами и твердым наполнителем. По сути, в настоящее время это единственный в мировой практике связующий материал для углеродистой продукции. В связи с этим естественно стремление исследователей изыскать доступные заменители каменноугольного пека.

Нефтяной пек обладает высокими цементирующими свойствами, но значительно уступает каменноугольному. Но он менее канцерогенен, чем каменноугольный пек.

### **Глубинные анодные заземлители**

В настоящее время наряду с анодными заземлителями поверхностного типа получили широкое применение глубинные анодные заземлители, применение которых во многих случаях позволяет свести до

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

минимума взаимное влияние защищенного от коррозии сооружения на незащищенное. Проблема взаимного влияния возникает в густонаселенных городских районах с большим подземным хозяйством, на территориях промышленных площадок перекачивающих станций и нефтебаз, где осуществление катодной защиты с этой точки зрения представляет большие трудности.

Материалами для сооружения глубинных анодных заземлителей служат те же материалы, что и для поверхностных. Применение того или иного материала для глубинного анодного заземлителя вызывает необходимость бурения скважин различного диаметра, а также влияет на выбор необходимой длины его рабочей части.

С учетом геологического строения земли в месте установки заземлителей и условиями монтажа их можно разделить на четыре группы:

1) заземлители в обсаженной скважине:

К этой группе относят заземлители, которые устанавливаются в неустойчивых горных породах (рисунок 19, а). Скважину проводят на проектную глубину и обсаживают трубой. В трубу спускают аноды и засыпают коксовой мелочью. Снизу и сверху делают кабельный вывод на поверхность. Если имеется возможность, то обсадную трубу удаляют.

Недостатком этих конструкций является то, что обсадная колонна скважин доходит до поверхности грунта, где она может оказаться вблизи подземных трубопроводов, что значительно снижает зону активного действия катодной установки.

2) заземлители в необсаженной скважине:

Если позволяют горные породы, то глубинные заземлители устанавливают в необсаженных скважинах (рисунок 19, б). Скважину проводят на проектную глубину. Спускают аноды и засыпают коксовой мелочью до глубины 10 - 15 м от поверхности грунта. Верхнюю часть засыпают гравием. Снизу и сверху делают кабельные выводы на

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

поверхность. Такая конструкция значительно удалена от подземных трубопроводов.

### 3) комбинированные заземлители:

Когда верхние породы грунта в скважине неустойчивы, устанавливают комбинированные заземлители (рисунок 19, в).

Скважину проводят на глубину 5 - 10 м, обсаживают колонной. Далее проводку скважины осуществляют меньшим диаметром на проектную глубину. В скважину спускают заземлитель конструкции "труба в трубе" и засыпают коксовой мелочью, а затем гравием. Верхнюю часть внутренней трубы заземлителя (10 - 15 м) изолируют слоем весьма усиленной изоляции.

### **Заменяемые заземлители**

Применение заменяемых конструкций дает экономический эффект за счет уменьшения глубины скважин (рисунок 19, г).

Скважину проводят на глубину 30 - 40 м в зависимости от уровня грунтовых вод и обсаживают пластмассовой трубой диаметром 200 мм. Начиная с уровня грунтовых вод и до забоя в пластмассовой трубе сверлят отверстия диаметром 8 мм на расстоянии 200 мм по высоте. Заземлитель состоит из трех секций длиной по 6 м. Токоввод выполнен из круглой стали диаметром 30 мм. В основании первой секции запрессовывают стальной круг диаметром 170 мм. Затем на токоввод надевают диски диаметром 160 мм из прессованных стальных отходов. После этого первую секцию опускают в скважину. Секции между собой соединяют с помощью резьбового соединения и сваривают. Последнюю секцию соединяют с катодной станцией, предварительно на нее надевают контрольную пластмассовую трубку с ограничителем хода в 3 м. К нижней части контрольной трубки крепят стальной диск. После сработки 3 м анода контрольную трубку извлекают из скважины. На токоввод нанизывают 3 м стальных дисков, надевают контрольную трубку и опускают в скважину.

### Способы установки анодных заземлителей

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		80



Для нормальной работы анодного заземлителя необходимо, чтобы он был установлен ниже глубины промерзания или высыхания и находился на расстоянии не менее 25 м от подземных коммуникаций.

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.

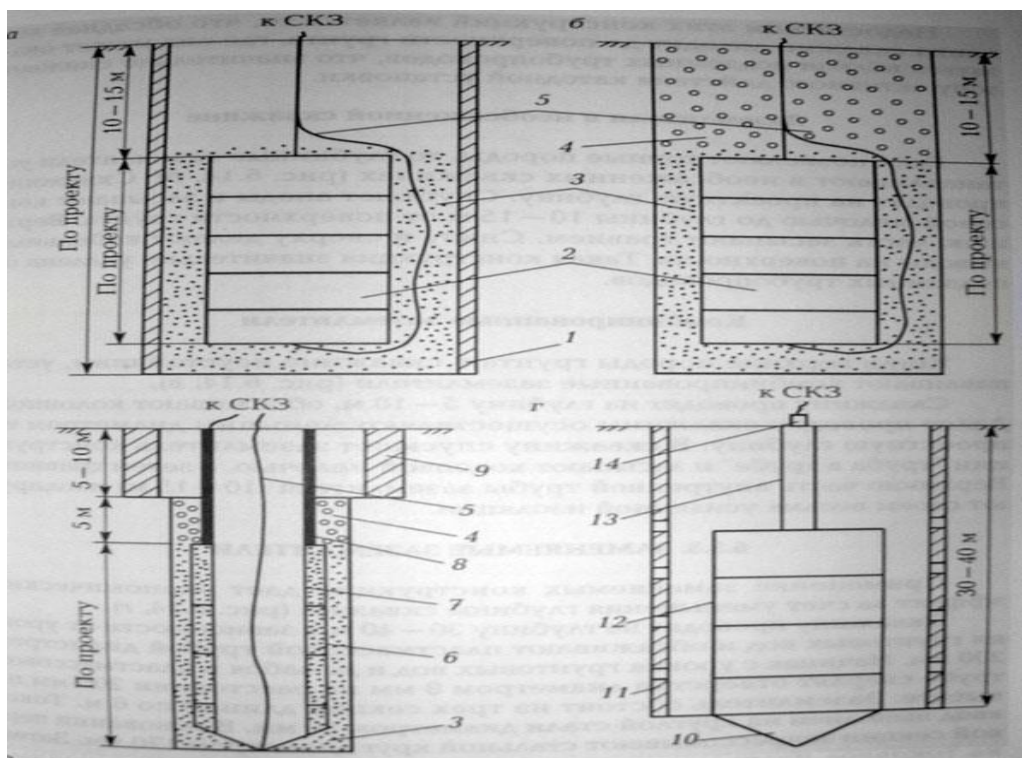


Рисунок 19 - Схемы конструкций заземлителей: 1 – обсадная труба; 2 – графитовые аноды; 3 – коксовая мелочь; 4 – графитовая засыпка; 5 – соединительные кабели; 6 – наружная труба; 7 – внутренняя труба; 8 – слой весьма усиленной изоляции; 9 – кондуктор; 10 – направляющий башмак; 11 – пластмассовая перфорированная 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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

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. 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  $v_{\phi}$ . 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.

					Методы защиты оборудования от коррозии	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

## 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.

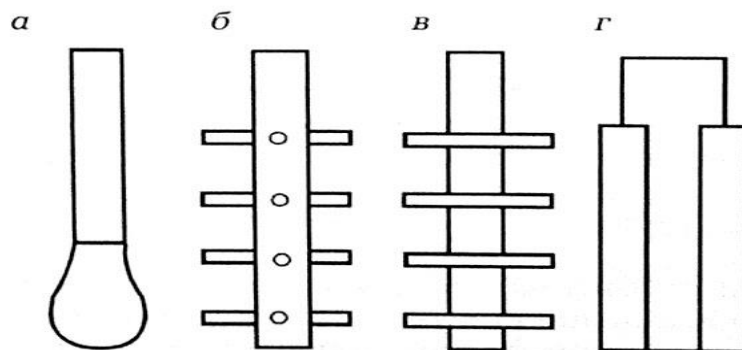


Рисунок 20 - Конструкции анодного заземлителя: а – с утолщенным низом; б – с приваренными штырями; в – с приваренными дисками; г – с приваренными полосами

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 20).

### 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 невелика, их размещают группами (рисунок 21, б) или исполняют в виде протяженных лент. Протяженные протекторы (рисунок 21, 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.

Физико-химические характеристики приведены ниже:

<i>Материал</i>	<i>Магний</i>	<i>Цинк</i>	<i>Алюминий</i>
Относительная молекулярная масса.....	24,32	65,328	26,97
Валентность.....	2	2	3
Электрохимический эквивалент, кг/(А×год).....	3,97	10,7	2,94
Токоотдача, (А×ч)/кг.....	2200	820	2980
Равновесный электродный потенциал по нормальному водородному электроду, В.....	-2,34	-0.76	-1.67

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.

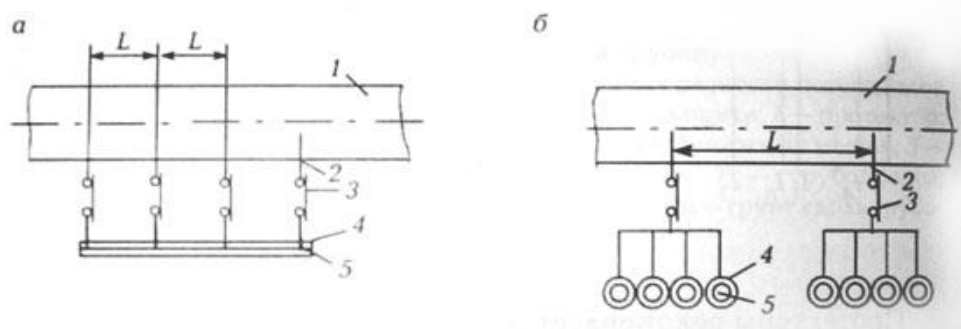


Рисунок 21 - Схема протекторной защиты подземного трубопровода: а – защита протяженными протекторами; б – защита групповыми протекторными установками; 1 – трубопровод; 2 – соединительный провод; 3 – контрольно-измерительная колонка; 4 – активатор; 5 – протектор

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 ( $\text{Na}_2\text{SO}_4 \times 10\text{H}_2\text{O}$ ).

Для приготовления активатора используют смеси сухих солей и глины, состав которых приведен ниже:

Массовая доля компонента, %	Состав I	Состав II
Эпсомит.....	30	20
Гипс.....	10	20
Глина.....	40	40
Вода.....	20	20

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 ВНИИСТом совместно с Березниковским титаномагниевым комбинатом и Всесоюзным 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 22).

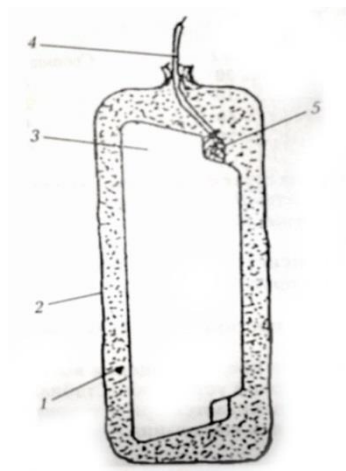


Рисунок 22 - Общий вид комплектного протектора типа ПМУ: 1 – активатор; 2 – хлопчатобумажный мешок; 3 – магниевый анод типа ПМ; 4 – соединительный провод; 5 – изоляция контактного узла

Магниевый электрод типа ПМ (таблица 6) 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  $10 \text{ мА/м}^2$  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  $2200 \text{ А} \times \text{ч/кг}$ .

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 6 - Техническая характеристика магниевых протекторов

Тип протектора	Размеры протектора, мм				Масса $G_{\text{п}}$ Кг
	$l_{\text{п}}$	$d_n$	$l_a$	$d_a$	
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

Протяженные протекторы, сматываемые с барабана, можно укладывать в одну траншею вместе с трубопроводом или на некотором расстоянии от него.

ВНИИСТом разработаны конструкции кольцевых протекторов, которые изготавливают из двух литых анодов-полуколец, соединенных болтами, либо сваркой арматуры или отдельных сегментов (четыре, шесть и более).

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. Результаты опытно-промышленного внедрения покажут рентабельность данного предложения.

Прутковые протекторы представляют собой биметаллический пруток с оболочкой из протекторного сплава и стальным оцинкованным контактном 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.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Монтаж литых сосредоточенных протекторов в грунт выполняют в следующей последовательности:

- 1) отрывают шурфы или пробуривают скважины на глубину и на расстоянии от защищаемого объекта согласно проектной документации;
- 2) отрывают траншею для укладки соединительных проводов между отдельными протекторами и защищаемым объектом;
- 3) устанавливают контрольно-измерительную колонку;
- 4) приваривают провод к защищаемому сооружению и место приварки тщательно изолируют;
- 5) протектор извлекают из бумажного транспортного мешка, зацепляют крючком из стальной проволоки за петлю хлопчатобумажного мешка и опускают в скважину или шурф;
- 6) каждый протектор засыпают мягким грунтом с послойной утрамбовкой, монтажную проволоку извлекают;
- 7) в скважину или шурф заливают 2-3 ведра воды и протектор засыпают грунтом окончательно;
- 8) соединительные узлы тщательно изолируют и вместе с проводами укладывают в траншею;
- 9) концы проводов от сооружения и от группы протекторов выводят на клеммную панель КИП;
- 10) все траншеи засыпают грунтом, который затем утрамбовывают.

При монтаже протекторов запрещается опускать их в скважины при помощи соединительного провода.

Перед опусканием в скважины протекторы рекомендуется погружать в воду с целью увлажнения активатора.

По завершении монтажных и земляных работ составляют акт с указанием технических данных протекторов и приложением

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		91

исполнительного плана участка с протекторными установками с точной привязкой скважин с протекторами, места присоединения к защищаемому объекту, установок КИК и траншей для прокладки проводов.

Протекторы также используют для защиты кожухов на переходах трубопроводов через автомобильные и железные дороги.

## **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 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 (рисунок 23). 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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						92
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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  $0,0015 \text{ мА/м}^2$ , считается опасной для подземных металлических сооружений.

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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

Основной величиной, характеризующей интенсивность процесса электрокоррозии, является сила тока, стекающего с подземного сооружения в грунт, отнесенная к единице поверхности, т. е. плотность тока утечки. Однако практически можно измерить только линейную плотность тока утечки, т. е. силу тока, стекающего с единицы длины подземного трубопровода. Блуждающие токи помимо плотности характеризуются и значением потенциала его по отношению к ближайшей точке грунта. Однако значение потенциала указывает лишь на возможность коррозионного процесса, т. е. на вход или стекание тока с подземного сооружения, но не позволяет оценить количество разрушаемого металла. При большом положительном потенциале, но высоком сопротивлении изоляции плотность тока утечки невелика и коррозионное разрушение мало. В то же время при незначительном положительном потенциале, но при малом переходном сопротивлении изоляции может возникнуть большая плотность тока утечки.

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

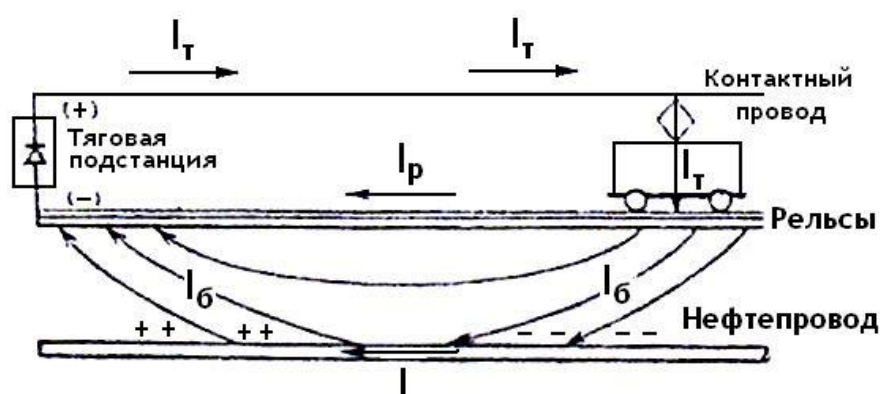


Рисунок 23 - Схема возникновения блуждающих токов в подземном стальном трубопроводе

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.

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 24:

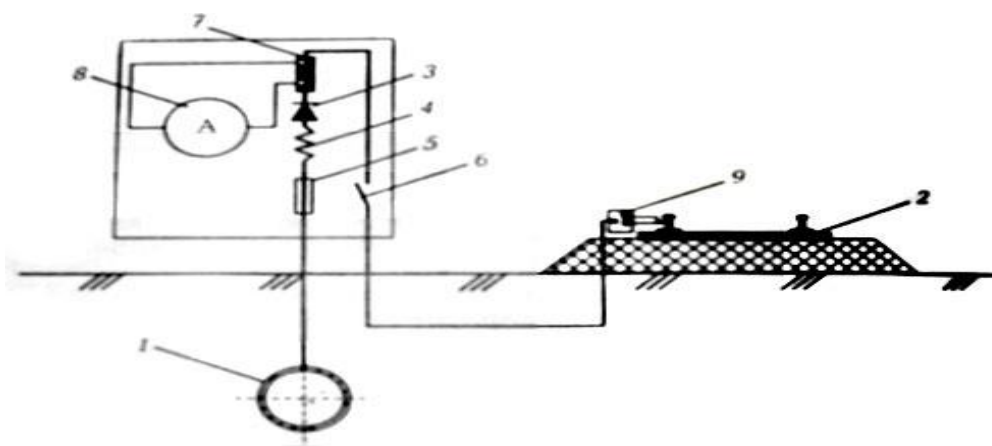


Рисунок 24 - Схема установки дренажной защиты: 1 – трубопровод; 2 – электрофицированная железная дорога; 3 – диод; 4 – регулируемое сопротивление; 5 – предохранитель; 6 – рубильник; 7 – шунт; 8 – амперметр; 9 – дроссель-трансформатор

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 мм<sup>2</sup>. 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 подстанции. В зависимости от условий применения дренажные установки можно разделить на четыре группы — прямые, поляризованные, усиленные электродренажные установки и поляризованные протекторные установки (рисунок 25).

					Методы защиты оборудования от коррозии	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

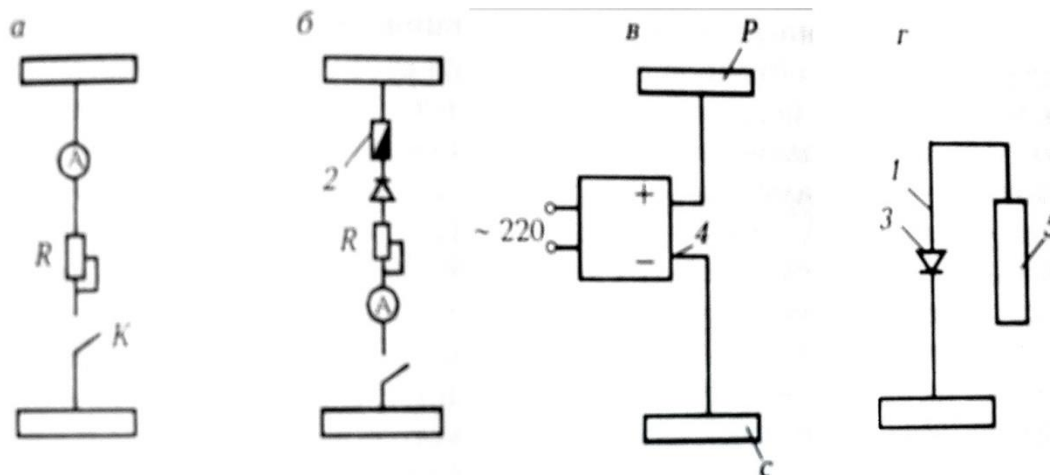


Рисунок 25 - Схемы электродренажных установок, применяемых для борьбы с блуждающими токами: а – прямой дренаж; б – поляризованный дренаж; в – усиленный дренаж ; г – поляризованный протектор; С – сооружение; Р – рельс; 1 – дренажные кабели; 2 – плавкий предохранитель; 3 – полупроводниковый вентиль; 4 – усиленная дренажная установка; 5 – протектор

Наиболее проста по конструкции установка прямого дренажа (рисунок 25, 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 25, 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 25, 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; установку контрольно – измерительного пункта и кабельной

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

- 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>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

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>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

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 7:

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
						103
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 7 - 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.



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>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

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.

Существенным недостатком обычных оберток является образование на них гофр в процессе нанесения и при длительной эксплуатации нефтегазопроводов, что снижает защитные свойства изоляционного покрытия. Исключить этот недостаток можно путем применения термоусаживающихся лент ДРЛ-Л, «Терма», «Политерм», которые после их нанесения на нагретую до температуры 185°C мастику термоусаживаются в продольном направлении до 30%, что исключает образование гофр и отвисов при их нанесении на трубу.

Опыт использования полимерных лент показал, что они очень технологичны (простота нанесения, удобство механизации работ). Однако, по сравнению с битумной изоляцией, полимерные ленты легко уязвимы - острые выступы на поверхности металла, острые камешки легко прокалывают пленочную изоляцию, нарушая сплошность.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

С этой точки зрения хороши покрытия на основе битумных мастик, проколоть которые достаточно сложно.

С течением времени битумные мастики «стареют»: теряют эластичность, становятся хрупкими, отслаиваются от трубопроводов.

В связи с этим, в настоящее время разработаны и широко применяются комбинированные изоляционные покрытия, лишенные указанных недостатков. Комбинированная конструкция изоляции представляет собой комбинацию битумного и пленочного покрытий: на слой грунтовки наносится битумная мастика толщиной 3-4 мм, которая сразу же (по нагретой до температуры 185°С) обматывается термоусаживающейся лентой. Размер нахлеста регулируется в пределах 3-6 см. В момент намотки полимерного слоя часть мастики выдавливается под нахлест, что обеспечивает герметизацию мест нахлеста.

Изоляционно-укладочные работы в зимнее время проводятся, как правило, с применением полимерно-битумных лент ЛИАМ, ЛИТКОР, ЛИТКОР-НК, ЛИТЭП.

Ленты изоляционные мастичного типа ЛИАМ (лента изоляционная асмольно-модифицированная), ЛИТКОР (с подклеивающим слоем на основе мастики «Транскор», ЛИТЭП (с подклеивающим слоем на основе мастики «Битэп»), БИЛАР (с подклеивающим слоем на основе мастики «Билар») являются последним достижением в области производства изоляционных материалов для нефтегазопроводов и представляют собой ленту - основу с нанесенным на нее мастичным слоем. Размеры полимерно-битумных лент представлены в таблице 8.

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.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

Таблица 8- 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 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, 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.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

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.

Сплошность покрытия контролируют искровым дефектоскопом. Для мастичных покрытий напряжение на щупе дефектоскопа устанавливают из расчета 5 кВ на 1мм толщины покрытия с учетом обертки. Качество защитного покрытия из липких лент при приемосдаточных испытаниях проверяют через каждые 500 м, 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°С 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°С, должно быть не менее 35Н/см. Адгезию на трубах проверяют через каждые 100м и выборочно по требованию заказчика.

При нанесении некоторых защитных лакокрасочных покрытий одна из важнейших (а иногда и важнейшая) операций – тщательная подготовка покрываемой поверхности. Даже абсолютно правильные выбранные составы лакокрасочных покрытий не смогут выполнить свою задачу, если их наносить на плохо подготовленную поверхность.

Каждому виду защитных покрытий, каждому методу их нанесения сопутствует специфическая подготовка поверхности. Только в этом случае смогут проявиться достоинства использованного способа защиты стальной конструкции.

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

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

					<i>Методы защиты оборудования от коррозии</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

### 3. Расчеты электрохимической защиты

#### 3.1. Исходные данные для расчета

Таблица 9 - Данные для расчета электрических параметров трубопровода и параметров установки катодной защиты

№ п/п	Параметр	Обозначение	Единицы измерения	Величина
1	Диаметр трубы	$D_T$	мм	325
2	Толщина стенки трубы	$\delta_T$	мм	6
3	Удельное электрическое сопротивление металла трубы	$\rho_T$	Ом×м	$2,45 \times 10^{-7}$
4	Глубина заложения трубопровода	$H_T$	м	2
5	Среднее значение удельного электрического сопротивления грунта	$\rho_r$	Ом×м	10
6	Материал труб	Сталь марки 17Г1С		
7	Тип антикоррозионного покрытия	Заводское полимерное трехслойное		
8	Проектный срок эксплуатации трубопровода		год	30
9	Собственный потенциал металла трубы	$U_e$	В	0,55
10	Общая длина катодной и анодной линий	$l_{пр}$	м	300
11	Площадь поперечного сечения проводов линий	$S_{пр}$	мм <sup>2</sup>	50
12	Длина электрода заземлителя	$l_э$	м	100

#### 3.2. Расчет электрических характеристик трубопровода

Продольное сопротивление трубопровода - это сопротивление

					«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчеты электрохимической защиты	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Баруздина Д.И.						112	156
Руковод.	Саруев А.Л					ТПУ гр. 3-2Б71Т		
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							



непосредственно металла трубопровода по его длине.

Продольное сопротивление трубопровода  $R_T$ , Ом/м, определяют из выражения:

$$R_T = \frac{\rho_T}{\pi \times (D_T - \delta_T) \times \delta_T}, \quad (8)$$

где  $\rho_T$  – удельное электрическое сопротивление металла труб, для стали 17Г1С равно  $2,45 \times 10^{-7}$  Ом $\times$ м.

$$R_T = \frac{2,45 \times 10^{-7}}{3,14 \times (0,325 - 0,006) \times 0,006} = 407,66 \times 10^{-7} \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Сопротивление растеканию трубопровода определяется из трансцендентного уравнения, решаемого методом последовательных приближений:

$$R_p = \frac{\rho_T \times D_T}{2} \times \ln \frac{0,4 \times R_p}{D_T^2 \times H_T \times R_T}. \quad (9)$$

При первом приближении произведение под знаком логарифма принимают равным нулю. Получившееся число принимают начальным значением сопротивления растеканию и подставляют это значение в формулу. Далее проводим шесть итераций, в результате которых получаем истинное значение сопротивления растеканию:

- 1)  $R_p = \frac{10 \times 0,325}{2} \times \ln \frac{0,4 \times 0}{0,325^2 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 1,625 \text{ Ом} \times \text{м}^2;$
- 2)  $R_p = \frac{10 \times 0,325}{2} \times \ln \frac{0,4 \times 1,625}{0,325^2 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 18,251 \text{ Ом} \times \text{м}^2;$
- 3)  $R_p = \frac{10 \times 0,325}{2} \times \ln \frac{0,4 \times 18,251}{0,325^2 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,182 \text{ Ом} \times \text{м}^2;$
- 4)  $R_p = \frac{10 \times 0,325}{2} \times \ln \frac{0,4 \times 22,182}{0,325^2 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,499 \text{ Ом} \times \text{м}^2;$
- 5)  $R_p = \frac{10 \times 0,325}{2} \times \ln \frac{0,4 \times 22,499}{0,325^2 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,522 \text{ Ом} \times \text{м}^2;$
- 6)  $R_p = \frac{10 \times 0,325}{2} \times \ln \frac{0,4 \times 22,522}{0,325^2 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,523 \text{ Ом} \times \text{м}^2.$

На новый трубопровод DN325 мм нанесена полимерная изоляция, в связи с этим согласно таблице 9 начальное значение сопротивления

изоляции  $R_{из0}$  принимается равным  $1 \times 10^5 \text{ Ом} \times \text{м}^2$ , коэффициент  $\gamma = 0,08$  1/год.

Таблица 10 - Характеристики антикоррозионного покрытия строящихся и реконструируемых трубопроводов

Тип антикоррозионного покрытия	Начальное сопротивление покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода $R_{из0}$ , $\text{Ом} \times \text{м}^2$	Коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления покрытия во времени, $\gamma$ , 1/год
Заводские двух-, трехслойные полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия	$3 \times 10^5$	0,05
Полимерные покрытия на основе терморезистивных смол и битумно-полимерные мастики	$1 \times 10^5$	0,08

Следующий шаг расчета – определение переходного сопротивления трубопровода. Переходным сопротивлением называют сопротивление металла трубопровода, окружающего грунта и изоляционного покрытия растеканию тока в поперечном трубопроводу направлении.

Переходное сопротивление трубопровода  $R_{п}$ ,  $\text{Ом} \times \text{м}^2$ , рассчитывают из выражения:

$$R_{п} = R_{из0} + R_{р}, \quad (10)$$

Где  $R_{р}$  – сопротивление растеканию трубопровода,  $\text{Ом} \times \text{м}^2$ .

$$R_{п} = 10^5 + 22,523 = 10022,523 \text{ Ом} \times \text{м}^2.$$

Сопротивление растеканию трубопровода на единицу длины  $R_{р}'$ ,  $\text{Ом} \times \text{м}$ , определяется по формуле решается аналогично уравнению (9):

$$R_{р}' = \frac{\rho_{г}}{2 \times \pi} \times \ln \frac{0,4 \times \pi \times R_{р}'}{D_{т} \times H_{т} \times R_{т}}. \quad (11)$$

$$1) \quad R_{р}' = \frac{10}{2 \times 3,14} \times \ln \frac{0,4 \times 3,14 \times 0}{0,325 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 1,592 \text{ Ом} \times \text{м};$$

$$2) \quad R_{р}' = \frac{10}{2 \times 3,14} \times \ln \frac{0,4 \times 3,14 \times 1,592}{0,325 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 17,88 \text{ Ом} \times \text{м};$$

$$3) \quad R_{р}' = \frac{10}{2 \times 3,14} \times \ln \frac{0,4 \times 3,14 \times 17,88}{0,325 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 21,731 \text{ Ом} \times \text{м};$$

$$4) R_p' = \frac{10}{2 \times 3,14} \times \ln \frac{0,4 \times 3,14 \times 21,731}{0,325 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,041 \text{ Ом} \times \text{м};$$

$$5) R_p' = \frac{10}{2 \times 3,14} \times \ln \frac{0,4 \times 3,14 \times 22,041}{0,325 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,064 \text{ Ом} \times \text{м};$$

$$6) R_p' = \frac{10}{2 \times 3,14} \times \ln \frac{0,4 \times 3,14 \times 22,064}{0,325 \times 2 \times 407,66 \times 10^{-7}} = 22,066 \text{ Ом} \times \text{м}.$$

Начальное значение сопротивления изоляционного покрытия на единицу длины, Ом×м, вычисляют по формуле:

$$R_{\text{изл0}}' = \frac{R_{\text{изл0}}}{\pi \times D_T}. \quad (12)$$

$$R_{\text{изл0}}' = \frac{10^5}{3,14 \times 0,325} = 97991,181 \text{ Ом} \times \text{м}.$$

Прогнозное изменение переходного сопротивления трубопровода во времени  $R_{\Pi}'(t)$ , Ом×м, рассчитывают по формуле:

$$R_{\Pi}'(t) = R_p' + R_{\text{изл0}}' \times e^{-\gamma \times t}. \quad (13)$$

$$R_{\Pi}'(t) = 22,066 + 97991,181 \times e^{-0,08 \times 30} = 8911,826 \text{ Ом} \times \text{м}$$

На следующем шаге вычисления определяется постоянная распространения тока в трубопроводе  $\alpha$ , 1/м, по формуле:

$$\alpha = \sqrt{\frac{R_T}{R_{\Pi}}}. \quad (14)$$

$$\alpha = \sqrt{\frac{407,66 \times 10^{-7}}{100022,523}} = 2,019 \times 10^{-5} \frac{1}{\text{м}}$$

Постоянную распространения тока на заключительном этапе эксплуатации, определяют, используя прогнозное значение переходного сопротивления (см. ф-лу 13):

$$\alpha(t) = \sqrt{\frac{R_T}{R_{\Pi}'(t)}}. \quad (15)$$

$$\alpha(t) = \sqrt{\frac{407,66 \times 10^{-7}}{8911,826}} = 6,763 \times 10^{-5} \frac{1}{\text{м}}$$

Характеристическое электрическое сопротивление трубопровода  $Z$ , Ом, определяют из выражения:

$$Z = \sqrt{R_T \times R'_\Pi}. \quad (16)$$

$$Z = \sqrt{407,66 \times 10^{-7} \times (97991,181 + 22,066)} = 2 \text{ Ом.}$$

Входное электрическое сопротивление трубопровода  $Z_{\text{ВТ}}$ , Ом, определяют из выражения:

$$Z_{\text{ВТ}} = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \times R'_\Pi}. \quad (17)$$

$$Z_{\text{ВТ}} = \frac{1}{2} \sqrt{407,66 \times 10^{-7} \times (97991,181 + 22,066)} = 1 \text{ Ом.}$$

Входное сопротивление трубопровода как функция времени  $Z_{\text{ВТ}}(t)$ , Ом, вычисляется по формуле:

$$Z_{\text{ВТ}}(t) = \frac{1}{2} \sqrt{R_T \times R'_\Pi(t)}. \quad (18)$$

$$Z_{\text{ВТ}}(t) = \frac{1}{2} \sqrt{407,66 \times 10^{-7} \times 8911,826} = 0,3 \text{ Ом.}$$

### 3.3. Расчет параметров установки катодной защиты

Длину защитной зоны  $L_z$ , м, определяют по формуле:

$$L_z = \frac{2}{\alpha(t)} \ln \frac{U_{\text{ТЗО}}}{k \times U_{\text{ТЗМ}}}, \quad (19)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий взаимовлияние соседних установок катодной защиты (принят 0,5 для линейной части газонефтепроводов);

$U_{\text{ТЗО}}$  – смещение потенциала «труба-земля» в точке дренажа, В, вычисляют по формуле (20);

$U_{\text{ТЗМ}}$  – минимальное смещение потенциала «труба-земля», В, определяемое по формуле (21);

$$U_{\text{ТЗО}} = |U_o| - |U_e|, \quad (20)$$

где  $U_0$  – максимальный (по модулю) защитный потенциал «Труба-земля», В;

$U_e$  – собственный потенциал металла трубы в грунте, В;

$$U_{ТЗМ} = |U_M| - |U_e|, \quad (21)$$

где  $U_M$  – минимальный защитный потенциал, В.

Если в соответствии с [11] принять максимальный защитный потенциал  $U_0$  и минимальный защитный потенциал  $U_M$  равными 1,5 и 0,9 В, соответственно, тогда:

$$U_{ТЗ0} = 1,5 - 0,55 = 0,95 \text{ В};$$

$$U_{ТЗМ} = 0,9 - 0,55 = 0,35 \text{ В};$$

$$L_3 = \frac{2}{6,763 \times 10^{-5}} \times \ln \frac{0,95}{0,5 \times 0,35} = 50036,966 \text{ м.}$$

Выходную силу тока  $I$ , А, на станции катодной защиты вычисляют для начального и заключительного периода эксплуатации трубопровода:

$$I = \frac{2 \times U_{ТЗ0}}{Z_{BT}}; \quad (22)$$

$$I_k = \frac{2 \times U_{ТЗ0}}{Z_{BT}(t)}. \quad (23)$$

$$I = \frac{2 \times 0,95}{1} = 1,9 \text{ А};$$

$$I_k = \frac{2 \times 0,95}{0,3} = 6,33 \text{ А.}$$

Сопротивление анодной линии определяют по формуле:

$$R_{пр} = \rho_{пр} \frac{l_{пр}}{S_{пр}}, \quad (24)$$

где  $\rho_{пр}$  – удельное электрическое сопротивление материала проводов (для меди  $0,0175 \text{ Ом} \times \text{мм}^2/\text{м}$ );

$l_{пр}$  – общая длина соединительных проводов, м;

$S_{пр}$  – площадь поперечного сечения соединительных проводов,  $\text{мм}^2$ .

$$R_{пр} = 0,0175 \frac{300}{50} = 0,105 \text{ Ом.}$$

Напряжение на выходе станции катодной защиты  $U$ , В, вычисляется на конечный период по формуле:

					<i>Расчеты электрохимической защиты</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$U = I \times (Z_{\text{вТ}}(t) + R_{\text{пр}} + R_{\text{аз}}), \quad (25)$$

где  $R_{\text{аз}}$  – переходное сопротивление анода, Ом.

Переходное сопротивление анода зависит от множества факторов, к которым относят сопротивление грунта, геометрических размеров заземлителей и их взаимного размещения. Переходное сопротивление одного заземлителя принимают равным величине его сопротивления растеканию  $R_p$  тока (3,0 Ом).

$$U = 6,33 \times (0,3 + 0,105 + 3) = 21,554 \text{ В.}$$

Мощность станции катодной защиты  $P$ , Вт, вычисляется как:

$$P = U \times I. \quad (26)$$

$$P = 6,33 \times 21,554 = 136,434 \text{ Вт.}$$

Т.к. проектируемый участок трубопровода будет работать в условиях грунтов с высокой коррозионной опасностью, то расчетную мощность преобразователя станции необходимо увеличить в 1,5раза. Таким образом, принимаем мощность станции катодной защиты равной 0,2 кВт.

### 3.4. Расчет параметров анодного заземлителя

Сопротивление растеканию тока одного подповерхностного заземлителя находится по формуле:

$$R_{\text{в1}} = \frac{\rho_{\text{Г}}}{2 \times \pi \times l_3} \times \left( \ln \frac{2 \times l_3}{d_3} + \frac{1}{2} \times \ln \frac{4 \times h + l_3}{4 \times h - l_3} \right), \quad (27)$$

где  $\rho_{\text{Г}}$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом×м;

$l_3$  – длина элемента заземлителя, м;

$d_3$  – диаметр элемента заземлителя, м;

$h$  – срединная глубина заложения элемента заземлителя, м.

$$R_{\text{в1}} = \frac{10}{2 \times 3,14 \times 100} \times \left( \ln \frac{2 \times 100}{0,85} + \frac{1}{2} \times \ln \frac{4 \times 60 + 100}{4 \times 60 - 100} \right) = 0,094 \text{ Ом.}$$

Длину рабочей части глубинного анодного заземления вычисляют по формуле:

					Расчеты электрохимической защиты	Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$l_3 = \frac{3,5 \times \rho_i}{\pi \times R_p}, \quad (28)$$

где  $\rho_i$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом×м;

$R_p$  – сопротивление растеканию анодного заземления, Ом.

$$l_3 = \frac{3,5 \times 10}{3,14 \times 3} = 3,71 \text{ м.}$$

Средняя сила тока  $I_{3, \text{ср}}$ , А, стекающего с анода, эксплуатации трубопровода, рассчитывается по упрощенной формуле:

$$I_{3, \text{ср}} = \frac{I_n + 3 \times I_k}{4}, \quad (29)$$

где  $I_n$  и  $I_k$  – сила защитного тока на начальный и конечный периоды работы трубопровода, А.

$$I_{3, \text{ср}} = \frac{1,9 + 3 \times 6,33}{4} = 5,22 \text{ А.}$$

Срок службы глубинного анодного заземления  $T_p$ , годы, проверяется по формуле:

$$T_p = \frac{G_3 \times k_i}{q_3 \times I_{3, \text{ср}} \times k_r}, \quad (30)$$

где  $G_3$  – масса рабочей части анода, кг (принимается равной 60кг);

$q_3$  – скорость растворения материала электродов анода кг/А×год (принят равным 0,25 кг/А×год);

$k_i$  – коэффициент использования массы заземлителя (принят равным 0,77);

$k_r$  – коэффициент неоднородности грунта (принят равным 1).

$$T_p = \frac{60 \times 0,77}{0,25 \times 5,22 \times 1} = 35 \text{ лет.}$$

Приведены расчеты электрохимической защиты для протаскиваемого трубопровода, включающие расчет электрических характеристик трубопровода, расчет параметров установки катодной защиты, расчет параметров анодного заземлителя.

#### **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

					<i>«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Баруздина Д.И.</i>			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л</i>					120	156
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ гр. 3-2Б71Т</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						



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:

$$K = \sum B_i \times B_i, \quad (31)$$

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 <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>
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

$K_{\phi}$  - Применение термоусаживающей полимерной ленты;

$K_{\phi 1}$  -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-

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист 122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. 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

	<b>Сильные стороны проекта:</b> С1. Высокая эффективность технологии С2. Разнообразные технологические решения в технологии эксплуатации. С3. Нефтепродуктопровод пользуется массовым спросом	<b>Слабые стороны проекта:</b> Сл1. Высокая стоимость материалов и оборудования Сл2. Труднодоступность большого количества материалов
<b>Возможности:</b> 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
<b>Угрозы:</b> 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

<b>Основные этапы</b>	<b>№ работ</b>	<b>Содержание работ</b>	<b>Должность исполнителя</b>
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Продолжение таблицы 13 - Перечень этапов, работ и распределение 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:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (32)$$

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

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (33)$$

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:

$$T_{ki} = T_{pi} \times k_{\text{кал}}, \quad (34)$$

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.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (35)$$

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

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$T_{пр}$  - количество праздничных дней в году.

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).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		127

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.


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



Таблица 15 - Календарный план график проведения НИР

№ работы	Вид работ	Исполнитель и	T <sub>кi</sub> , кал. 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		129

- 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);
- б) 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:

$$Z_m = (1 + k_T) \times \sum_{i=1}^m C_i \times N_{расхi}, \quad (36)$$

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, м<sup>2</sup>

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> 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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Лист
					ресурсосбережение	130
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 16.

Таблица 16 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З <sup>м</sup> , 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 <sup>м</sup> , 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:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (37)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \times T_p, \quad (38)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		132

работником, раб.дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \times M}{F_{\text{д}}}, \quad (39)$$

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:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{тс}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \times k_{\text{р}}, \quad (40)$$

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:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		133

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

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

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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \times Z_{\text{осн}}, \quad (41)$$

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				134

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:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \times (З_{осн} + З_{доп}), \quad (42)$$

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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \times k_{\text{нр}}, \quad (43)$$

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (44)$$

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

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

$\Phi_{\text{max}}$  – 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:

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

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \times b_i, \quad (45)$$

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:

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

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,3}{1} = 3,3;$$

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

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}, \quad (46)$$

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

## 4. 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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Разраб.		Баруздина Д.И.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л					140	156
Консульт.						ТПУ гр. 3-2571Т		
Рук-ль ООП		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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		141

## 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/м<sup>3</sup>.

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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		143

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

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).



## **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

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		145

значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ.

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).

### **4.3. Опасные производственные факторы**

#### **4.3.1. 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;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		146

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		147

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].

#### **4.4. Экологическая безопасность**

##### **4.4.1. 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/м<sup>3</sup> . 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.

##### **4.4.2. 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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

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.

#### **4.4.3. 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		149

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.

#### **4.5. 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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		152



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.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		153

## Заклучение

В процессе проведенной мной работы я углублённо ознакомилась с процессами электрохимической коррозии, а так же узнала много нового о том, какие именно антикоррозионные методы используются для защиты магистральных трубопроводов. Изучила, 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).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Разраб.		Баруздина Д.И.			Заклучение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л					154	156
Консульт.						ТПУ зр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		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;

					«Повышение эффективности коррозионной защиты магистральных трубопроводов в грунтах с высокой коррозионной активностью»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Баруздина Д.И.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л					155	156
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б71Т		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

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.

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		156