

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»,
«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии» УДК <u>622.692.4</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Петровский С.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Буркова С.П.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.т.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	к.т.н, доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль
«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Эксплуатация и
обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б21	Петровскому Сергею Владимировичу

Тема работы:

«Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(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.).</i></p>	
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	
--	--

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

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозерцева О.В. Доцент
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В. Доцент

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Буркова С.П.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б21	Петровский Сергей Владимирович		

Содержание

<u>Реферат</u>	5
<u>Введение</u>	6
<u>Глава 1. Теоретическая часть</u>	8
<u>1.1. Общее понятие о коррозии трубопроводов</u>	8
<u>1.2. Эксплуатационные характеристики нефтепроводов</u>	11
<u>1.3. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов с точки зрения появления коррозии</u>	14
<u>1.4. Виды коррозии трубопроводов</u>	20
<u>Глава 2. Характеристика нефтепровода</u>	26
<u>2.1. Горно-геологическое условие проектных решений</u>	26
<u>2.2. Техничко-экономические характеристика нефтепровода</u>	33
<u>2.3. Анализ состояния и эксплуатационных характеристик нефтепровода</u>	42
<u>Глава 3. Практическая часть</u>	45
<u>3.1. Анализ состояния нефтепровода с точки зрения появления коррозии</u>	45
<u>3.2. Обоснование и выбор комплекса мер защиты нефтепровода от коррозии (с расчетами)</u>	47
<u>3.3. Анализ состояния после введения комплекса мер по защите нефтепровода от коррозии</u>	54
<u>Глава 4. Социальный аспект</u>	59
<u>Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</u>	65
<u>Заключение</u>	68
<u>Список литературы</u>	70
<u>Приложения</u>	73

					<i>Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов</i>			
					<i>при их защите от коррозии</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петровский С.</i>			Содержание	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С.П.</i>					2	71
<i>Консульт.</i>						ТПУ, кафедра ТХНГ Гр.3-2Б21		
<i>Иозав Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Реферат

Выпускная квалификационная работа 71 с., 4 рис., 5 табл., 27 источников, 1 приложения.

Ключевые слова: нефтепровод, коррозия, защита от коррозии. катодная защита, протекторная защита.

Объект исследования в ВКР: нефтепровод предприятия "Транснефть" Томская область. Предмет исследования ВКР: коррозия нефтепровода предприятия "Транснефть" Томская область.

Цель ВКР – это анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии.

В ходе выполнения дипломного проекта, необходимо выполнить следующие задачи:

- изучение теоретических данных о коррозии трубопроводов: виды коррозий нефтепровода;
- провести анализ эксплуатационных характеристик нефтепровода на предприятии "Транснефть" Томская область;
- анализ состояния и эксплуатационных характеристик нефтепровода;
- анализ состояния нефтепровода с точки зрения появления коррозии;
- выбор комплекса мер по коррозионной защите нефтепровода;
- провести экономическое обоснование комплекса мер.

Область применения: нефтегазовая промышленность.

Экономическая эффективность/значимость работы экономия 37 млн. 485 тыс. руб.

В будущем планируется расширить тему исследования.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии			
Разраб.		Петровский С.			Содержание	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С.П.					1	1
Консульт.						ТПУ, кафедра ТХНГ Гр.3-2Б21		
ИоЗав.Каф.		Бурков П.В.						

Введение

Безопасная эксплуатация трубопроводов связана с проблемой повышения их надежности и долговечности и является сложной комплексной задачей, включающей в себя решение технических, технологических, экономических и организационных аспектов. Этой проблеме посвящены многочисленные исследования отечественных и зарубежных авторов, однако в настоящее время она полностью еще не решена и многие вопросы остаются открытыми.

Актуальность темы исследования: Эксплуатационная надежность нефтепроводов в значительной степени определяется интенсивностью коррозии стенок трубопровода. Но основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией. [1]

Коррозия приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и решение этой проблемы является важной задачей.

Проведенный в многочисленных работах обзор современных методик по совершенствованию способов удаления скоплений жидкости позволил провести обобщение и на основе их разработать математическую модель процессов, обеспечивающих устранение условий возникновения явления канавочной коррозии и методику расчета оптимальных параметров перекачки нефти и нефтепродуктов трубопроводами для устранения условий возникновения процесса канавочной коррозии за счет периодического рассеивания коррозионно-активной водной фазы, движущейся в нижней части.

					<i>Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов</i>		
					<i>при их защите от коррозии</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Петровский С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С.П.</i>				1	2
<i>Консульт.</i>					ТГУ, кафедра ТХНГ Гр.3-2Б21		
<i>ИоЗав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					

Поэтому тема работы актуальна и направлена на решение проблемы, связанной с оптимизацией процесса перекачивания нефти и нефтепродуктов в комплексе технологических мероприятий по защите внутренней поверхности трубопровода от коррозии.

Многолетний опыт эксплуатации газопроводов подтвердил, что специфика коррозии современных магистральных газопроводов требует отказа от традиционных способов защиты и поиска нового подхода к решению задачи прогноза коррозии и выработки комплекса мер борьбы с коррозией, адекватных особенностям и характеру ее проявления. [1]

Цель ВКР – это анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии.

Объектом исследования в ВКР выступает нефтепровод предприятия "Транснефть" Томская область.

А предметом исследования ВКР коррозия нефтепровода предприятия "Транснефть" Томская область.

В ходе выполнения дипломного проекта, необходимо выполнить следующие задачи:

- изучение теоретических данных о коррозии трубопроводов: виды коррозий нефтепровода;
- провести анализ эксплуатационных характеристик нефтепровода на предприятии "Транснефть" Томская область;
- анализ состояния и эксплуатационных характеристик нефтепровода;
- анализ состояния нефтепровода с точки зрения появления коррозии;
- выбор комплекса мер по коррозионной защите нефтепровода;
- провести экономическое обоснование комплекса мер.

Научная новизна исследования заключается в установлении современных и прогрессивных методов защиты трубопроводов от коррозии.

					Введение	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 1. Теоретическая часть

1.1. Общее понятие о коррозии трубопроводов

Трубопроводный транспорт - самый распространенный способ доставки жидких и газообразных сред в мире. Небольшие внутренние трубопроводы есть в каждом современном доме, в населенных пунктах построены сети надземных и подземных распределительных трубопроводов, все регионы нашей страны соединены системой магистрального трубопроводного транспорта. Трубопроводы транспортируют воду, нефть и нефтепродукты, газ и т.д. В нашей стране был построен даже уникальный трубопровод транспорта аммиака. Большинство отечественных эксплуатируемых трубопроводов - металлические, главная причина их разрушений - коррозия, а видов коррозии - множество. В данном обзоре мы кратко рассмотрим основные виды коррозии трубопроводов в зависимости от их назначения, а также немного поговорим о последствиях коррозионных аварий. [1]



Рис. 1.1 – Коррозия трубопроводов

					<i>Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петровский С.</i>			Глава 1. Теоретическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С.П.</i>					1	18
<i>Консульт.</i>						ТПУ, кафедра ТХНГ Гр.3-2Б21		
<i>ИоЗав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

Причины коррозии всегда определяются свойствами коррозионно-опасной среды, с которой контактирует внутренняя и наружная поверхность трубопровода.

Коррозия внутренней поверхности трубопроводов имеет место в основном при перекачке водных сред, особенно если в них растворены коррозионно-опасные вещества: соли, кислоты, щелочи и т.д. Такая ситуация реализуется на всех водоводах, в частности в системах отопления и горячего водоснабжения, системах нефтесбора (помним, что в РФ в добываемой из скважин нефти содержится до 99% воды), сточных водах промышленных предприятий. [2]

Самый опасный последний случай. Коррозия наружной поверхности зависит от способа прокладки трубопровода и примененных конструктивных решений. Например, при прокладке методом «труба в трубе» коррозия наружной поверхности не происходит. При прокладке трубопровода на воздухе протекает атмосферная коррозия, которая практически не приводит к нарушению целостности трубопровода (образованию сквозных дефектов).

Основная опасность коррозионного разрушения наружной поверхности трубопроводов возникает при подземной прокладке, причем назначение трубопровода в данном случае не слишком принципиально. За небольшим исключением, все типы трубопроводов под землей корродируют одинаково.

Отдельный вопрос - подводная коррозия трубопроводов, проложенных по дну, без заглубления в грунт. Правда этот сугубо специфичный вид коррозии касается всего нескольких объектов в РФ - морских магистральных газопроводов, например, Голубой поток и Северный поток, а также нескольких промысловых трубопроводов в Каспийском, Черном и северных морях. В связи с крайней узостью заинтересованного круга лиц и специфичностью процессов морская коррозия наружной поверхности трубопроводов в этом обзоре также не будет затрагиваться. [1]

					Теоретическая часть	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В данном обзоре, разделенном на несколько частей, мы отдельно и подробно рассмотрим возможные механизмы коррозии следующих видов трубопроводов, классифицированных по их функциональному назначению:

- магистральные трубопроводы;
- промышленные трубопроводы месторождений нефти и газа;
- трубопроводы систем отопления, горячего и холодного водоснабжения;
- трубопроводы промышленных сточных вод.

Начнем, пожалуй, с наиболее простых с коррозионной точки зрения объектов - магистральных трубопроводов транспорта нефти, газа, аммиака, нефтепродуктов и т.д.

Коррозия магистральных трубопроводов

Пожалуй, это самый хорошо изученный и систематизированный вид коррозии трубопроводов. По крайней мере, магистральные трубопроводы - это единственный вид трубопроводов, защита от коррозии которых регламентируется отдельным национальным стандартом ГОСТ Р 51164-98* «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии». Конечно, ГОСТ Р 51164-98* в основном посвящен методам противокоррозионной защиты, а не механизмам коррозионного разрушения, однако, при его внимательном изучении можно выделить и определенную систематизацию опасности коррозии магистральных трубопроводов в зависимости от ее механизма.

Сразу следует отметить, что магистральные трубопроводы используются для транспорта подготовленных коррозионно-инертных продуктов, поэтому для них опасность представляет только наружная коррозия, причем на участках надземной прокладки только сравнительно неопасная атмосферная коррозия. Далее наш обзор будет посвящен только участкам магистральных трубопроводов подземной прокладки.

					Теоретическая часть	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Итак, ГОСТ выделяет 3 вида участков магистральных трубопроводов, подверженных особым коррозионным опасностям: участки высокой коррозионной опасности, участки повышенной коррозионной опасности и коррозионно-опасные участки. [3]

Среди критериев ГОСТ, касающихся механизмов коррозии и позволяющих отнести некоторые участки трубопроводов к особо опасным участкам, можно выделить следующие критерии участков повышенной коррозионной опасности:

- блуждающие токи от источников постоянного тока;
- микробиологическая коррозия;
- коррозионное растрескивание под напряжением.

Дополнительно, ГОСТ относит к участкам повышенной коррозионной опасности участки прокладки магистральных трубопроводов, на которых может резко возрасти опасность обычной почвенной коррозии:

- участки трубопроводов в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодях, сорах и др.);
- участки трубопроводов на участках промышленных и бытовых стоков, свалок мусора и шлака;
- участки трубопроводов с температурой транспортируемого продукта выше 303 К (30 °С).

1.2. Эксплуатационные характеристики нефтепроводов

Магистральные трубопроводы являются самым дешевым видом транспорта для массовых грузов (жидких, газообразных и твердых тел).

Действующая сеть трубопроводного транспорта в основном построена в 70-90 годы XX века. Хотя первый трубопровод был построен в Баку в 1970 году. Диаметр этого трубопровода был 100 мм, протяженность - 12 км.

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Шухов построил трубопровод Баку-Батуми и нефть начала уходить на экспорт. [4]

Трубопроводный транспорт имеет следующие преимущества:

- трубу можно проложить между любыми пунктами по более короткому направлению с преодолением водных преград
- первоначальные удельные затраты на строительство одного километра трубопровода в 2 раза ниже, чем на строительство железной или автомобильной дороги с соответствующей провозной способностью
- эксплуатация трубопроводного транспорта непрерывно надежна (?), т.е. не зависит от климата и времени года
- герметичность исключает потери в 2-3 раза по сравнению с железной и автомобильной дорогой
- полная автоматизация процесса, поэтому маленький штат обслуживания, а отсюда большая производительность труда
- низкая себестоимость (в 3 раза дешевле, чем на железной дороге).

Недостаток: Большая металлоемкость (трубы очень дорогие). Как нефть, так и газ должны быть специально подготовлены к транспортировке на промыслах.

Нефтепроводы

Они бывают:

магистральные;

промысловые;

разводящие;

базовые.

Магистральные: длина >1000 км; диаметр – 1020 мм, 1400 мм до 2500 мм; давление – 50-60 атмосфер.

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

Под влиянием сопротивления движению давление в трубе падает. Величину напора можно определить из следующей формулы:

$$H = \frac{kLV^2}{2gd} \quad (1.1)$$

k – коэффициент трения; L – длина участка трубопровода; d – диаметр трубы.

Скорость движения нефти – 1-1,5 м/сек.

Для снижения сопротивления внутри трубы укладывают пластики, эпоксидную смолу. Трубы укладывают в траншею до 2,5 м глубиной. Для защиты от коррозии делают изоляцию от блуждающих токов, строят станции катодной защиты (они дорогостоящие). На повышенных местах трубопроводы имеют устройства для выпуска скапливающегося воздуха, а в пониженных местах – осадочные колодцы для песка и грязи. На станциях перекачки находится насосное и машинное отделение, резервуары, контрольно-измерительные приборы (КИП) и автоматика, ремонтные хозяйства и дома для жилья. [1]

Магистральные газопроводы бывают:

- подземные;
- надземные (на опорах).

Давление бывает до 100 атмосфер, трубы многослойные, напор, как правило, естественный.

Для бытового газа применяют одорезацию (придание специального запаха). Существуют газохранилища надземные, подземные, подводные.

Трубопроводы для транспортировки твердых материалов

- гидросистемы;
- пневмосистемы.

Гидросистемы транспортируют твердые смеси с водой, пневмосистемы – твердые смеси с воздухом. Диаметр пульпопровода – 800 мм.

Недостаток:

					Теоретическая часть	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- предварительно необходимо дробление, помол и приготовление пульпы; скорость движения зависит от фракции так, чтобы материал не оседал на стенках трубы; медный, никелевый концентрат передается с обогатительной фабрики на завод по пульпопроводу; трубы внутри имеют резину, камень, т.к. быстро изнашиваются
- износ труб, на конечных операциях сушка и очистка
- наличие воды.

Пневмоконтейнерные системы: скорость – 50 км/час

В нашей стране 280 тыс. км трубопроводов

1.3. Оценка эксплуатационной надежности трубопроводов с точки зрения появления коррозии

В настоящее время одним из путей повышения эксплуатационной надежности трубопроводов является проведение периодической или постоянной (мониторинг) оценки технического состояния трубопровода в целях выявления дефектов на ранних стадиях их развития и, как следствие, предотвращение разрушения трубы в результате выполнения своевременного ремонта или замены поврежденных участков. [5]

Опыт эксплуатации трубопроводов за последние несколько лет показал, что основной способ поддержания работоспособности трубопроводов и эксплуатационной надежности, базирующийся на принципе эксплуатации до отказа, себя исчерпал и требуются иные подходы с применением новых методов и аппаратуры.

Переход к эксплуатации трубопроводов по техническому состоянию позволяет полнее использовать индивидуальный ресурс каждого участка трубопровода путем правильного выбора стратегии технического диагностирования. Важную роль при этом играет количественная оценка

					Теоретическая часть	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

влияния конструктивных особенностей рассматриваемого участка трубопровода и условий его эксплуатации на повреждаемость трубопровода.

Предлагаемый в РД-39-02-11 подход к определению категорий трубопроводов не позволяет учесть влияния всех повреждающих факторов и определить степень опасности повреждения трубопровода в процессе эксплуатации.

В то же время конструктивные особенности трубопровода и условия его эксплуатации могут быть причинами ряда негативных последствий:

- возрастания интенсивности коррозионных процессов внутренней и наружной стенок трубопроводов;
- изменения напряженно-деформированного состояния трубопровода в результате изменения проектного положения трубопровода;
- возникновения и развития усталостных трещин основного металла и сварных швов;
- снижения долговечности трубопровода на разнообразных естественных и искусственных препятствиях.

Структурная схема создания перечня потенциально опасных участков трубопроводов включает в себя блоки, отражающие конструктивные особенности трубопровода и условия его эксплуатации.

Содержание каждого блока формируется по данным исполнительной документации на трубопровод и результатам натурного обследования трубопровода. Вся совокупность параметров образует регламент осмотров и диагностирования трубопровода. [1]

Регламент

- Наименование ТП.
- Регистрационный номер.
- Последствия отказа.
- Конструктивные особенности.
- Условия эксплуатации.
- Характеристики транспортируемой среды.

					Теоретическая часть	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Система экспертных оценок с использованием факторов риска.

Каждый участок трубопровода в соответствии с конструктивными особенностями и условиями эксплуатации характеризуется определенным уровнем риска. Трубопроводы распределяются по группам риска. Трубопроводы разных групп риска отличаются между собой [6]:

- периодичностью осмотров и диагностики; - применяемыми методами НК;
- продолжительностью эксплуатации до разрушения (ресурсом).

Факторы риска

Последствия отказа:

- диаметр ТП;
- толщина стенки;
- длина участка ТП;
- доступ к ТП;
- тип ТП;
- отношение рабочего давления к проектному;
- рабочее давление;
- уровень экологической защиты.

Конструктивные особенности:

- вид отвода (горизонтальный, вертикальный, угол сгиба) ТП;
- тип прокладки ТП;
- угол склонения ТП;
- переходы диаметров (телескоп), типы.

Условия эксплуатации:

- тип водных переходов;
- тип автодорог;
- тип болот;
- пересечения с другими ТП и ЛЭП.

Характеристики транспортируемой среды:

- температура жидкости (газа);

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

- режим течения;
- процент обводнения;
- скорость движения жидкости (газа).

Характеристика грунта и защиты ТП от коррозии:

- тип изоляционного покрытия;
- наличие электрохимзащиты;
- тип грунта;
- коррозионная активность грунта;
- подвижность грунта;
- срок службы ТП.

Система экспертных оценок по совокупности действующих на каждом участке трубопровода факторов риска вычисляет соответствующий для данного участка коэффициент влияния и затем разбивает все участки трубопровода на четыре категории, отличающиеся различной вероятностью повреждения и соответственно периодичностью диагностирования и применяемыми средствами контроля.

Регламент, организованный по описанной схеме, позволяет разработать процедуру периодического контроля ТП. оптимальную с точки зрения затрат на подготовительные работы и проведение контроля и достоверность получаемых результатов.

Данные, собранные в процессе периодических осмотров и диагностирования, выполняемых в соответствии с регламентом, заносятся в базу данных.

При этом обеспечиваются:

- хранение данных;
- анализ данных и прогноз изменения технического состояния ТП во времени;
- предложения по дальнейшей эксплуатации ТП и варианты ремонта.

База данных осмотров и диагностирования

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

Результаты осмотров и диагностирования вносятся в базу данных; основными информационными блоками являются:

- наименование ТП, регистрационный номер;
- вид и параметры обнаруженного дефекта (размеры дефекта, тип дефекта, местоположение дефекта, причина возникновения дефекта, сравнение с нормативным значением);
- используемый метод НК (метод НК, аппаратура, установочные параметры);
- оценка остаточной прочности по данным осмотров и диагностирования (определение срока службы (ресурса), изменение условий эксплуатации);
- план ремонтно-восстановительных работ, альтернативные варианты (виды ремонта, эффективность ремонта, стоимость ремонта, трудоемкость ремонта);
- дата обнаружения дефекта, исполнитель (оценивается долговечность ТП от начала эксплуатации и осмотра до обнаружения дефекта).

Система осмотров и технической диагностики на основе регламента и базы данных позволяет:

- планировать все виды осмотров и диагностики на предприятии;
- хранить данные осмотров и диагностики для анализа и прогнозирования изменения во времени технического состояния конструкций;
- планировать объемы и сроки выполнения ремонтно-восстановительных работ.

Диагностический мониторинг

Актуальность диагностического мониторинга опасных производственных объектов с каждым годом становится все очевиднее. [7]

Основными причинами, побуждающими производителей обращаться к мониторингу, являются:

					Теоретическая часть	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- отсутствие или затрудненный доступ к объекту в процессе эксплуатации;
- высокие скорости роста эксплуатационных дефектов и, как следствие, малая долговечность конструкции до ее полного разрушения;
- последствия от разрушения конструкции. Доступ к объекту диагностирования в процессе эксплуатации во многом определяет состав и вид системы диагностирования. При отсутствии доступа практически невозможно осуществлять периодическое диагностирование с использованием штатных средств контроля, а применение в этом случае более прочных конструкций, исключающих появление дефектов за время эксплуатации, зачастую экономически невыгодно.

Высокая скорость роста дефекта как одна из характеристик живучести конструкции накладывает жесткие требования на технические параметры аппаратуры и периодичность контроля, реализовать которые обычными штатными средствами зачастую невозможно.

Очевидно, что при отсутствии доступа к объекту и высоких скоростях развития дефектов (малой живучести) диагностический мониторинг является наиболее эффективным и зачастую единственным способом поддержания требуемой эксплуатационной надежности конструкции.

Система комплексного диагностического мониторинга должна включать в себя:

- анализ видов нагрузок и факторов, обуславливающих появление дефектов в конструкциях при эксплуатации;
- виды эксплуатационных дефектов, их местоположение и характер развития;
- методы неразрушающего контроля и различные их сочетания, пригодные для обнаружения конкретных видов дефектов;
- аппаратурное решение задачи обнаружения и слежения за развитием дефектов и их регистрации;

- критерии оценки опасности обнаруженных дефектов и рекомендации по дальнейшей эксплуатации объекта.

Основой комплексной системы диагностического мониторинга может служить аппаратура на базе акустико-эмиссионного метода контроля. К дополнительным средствам измерения относятся устройства для оценки текущего напряженно-деформированного состояния конструкции, устройства измерения коррозионного состояния и др. [1]

1.4. Виды коррозии трубопроводов

Обобщая вышесказанное, а также многолетний опыт эксплуатации и диагностики, можно резюмировать, что на магистральных трубопроводах подземной прокладки в основном реализуются следующие виды коррозионного разрушения [3]:

- почвенная электрохимическая коррозия;
- коррозия блуждающими токами от источников постоянного тока;
- коррозия блуждающими токами от источников переменного тока (на участках пересечений и реке сближений с ВЛ 110 кВ и выше);
- коррозионное растрескивание под напряжением (свойственно преимущественно магистральным газопроводам);
- микробиологическая коррозия (на участках, где почва вокруг трубопровода заражена микроорганизмами).

Почвенная электрохимическая коррозия

Коррозия подземных трубопроводов протекает по электрохимическому механизму, базирующемуся на возникновении разности потенциалов между различными участками трубопровода, и, как следствие, возникновении тока коррозии. В результате протекания тока коррозии участки металла на

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

анодных зонах растворяются и переходят в грунт, где впоследствии взаимодействуют с почвенным электролитом, образуя ржавчину.

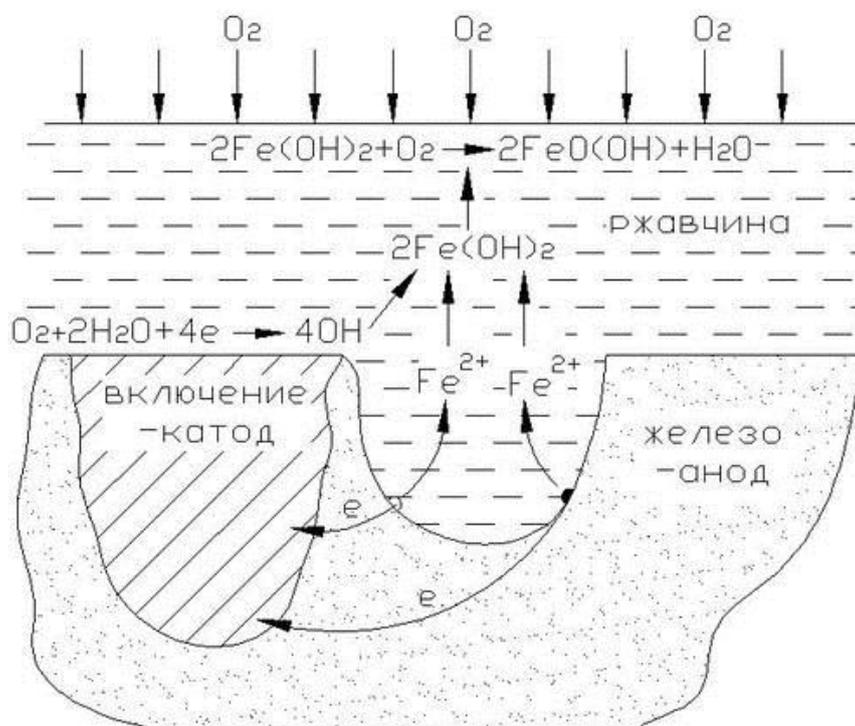


Рис. 1.2 – Механизм электрохимической коррозии

Одной из наиболее важных особенностей трубопроводов, с точки зрения коррозии, является их большая протяженность. При своей большой протяженности подземные линии проходят через почвы различного состава и строения, различной влажности и аэрации. Все это создает возможность возникновения значительных разностей потенциалов между отдельными частями подземной линии. Так как трубопроводы имеют высокую проводимость, то на них легко образуются коррозионные гальванопары, имеющие иногда протяженность в десятки и даже сотни метров. [8]

Так как при этом часто создаются большие плотности тока на анодных участках, это сильно увеличивает скорость коррозии. Существенным для развития коррозии оказывается и то, что подземные линии укладываются на такой глубине, где всегда сохраняется некоторая влажность, обеспечивающая течение коррозионных процессов. На глубине заложения трубопроводов температура редко снижается ниже 00С и это также способствует коррозии. Благоприятствует развитию коррозии на подземных трубопроводах и

наличие на поверхности труб прокатной окалины, которая далеко не всегда удаляется при очистке.

Было установлено наличие прямой зависимости между площадью, подвергающейся коррозии, и глубиной коррозионного разрушения. Это объясняется тем, что на большей поверхности металла существует большая возможность создания более тяжелых коррозионных условий. В частности, этим объясняется, что другие стальные подземные сооружения, помимо трубопроводов, при прочих равных условиях разрушаются электрохимической коррозией медленнее.

Коррозионная агрессивность самих почв определяется их структурой, гранулометрическим составом, удельным электрическим сопротивлением, влажностью, воздухопроницаемостью, рН и др. Обычно коррозионную агрессивность грунта по отношению к углеродистым сталям оценивают по удельному электрическому сопротивлению грунта, средней плотности катодного тока при смещении электродного потенциала на 100 мВ отрицательнее коррозионного потенциала стали, градиенту естественных потенциалов свободной коррозии на участке трубопровода.

Коррозия блуждающими токами от источников постоянного тока

Блуждающие токи - это токи антропогенного происхождения, протекающие в земле и в подземных металлических конструкциях. Такие токи возникают за счет утечек в землю токов эксплуатируемых устройств и сооружений, работающих на постоянном токе, в частности железных дорог на постоянном токе, электросварочных аппаратов, систем катодной защиты сторонних объектов и т.д., и т.п. Как известно, электрический ток всегда стремится двигаться по пути наименьшего сопротивления, поэтому при наличии в зоне распространения блуждающих токов в земле подземных протяженных металлических трубопроводов, электропроводность которых в разы больше электропроводности почвы, блуждающий ток будет протекать именно по ним. В наиболее удачном месте (с точки зрения того же самого принципа наименьшего сопротивления) блуждающий ток стечет с

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

трубопровода обратно в землю и вернется к своему источнику. При этом участок трубопровода, из которого блуждающий ток выходит в землю, является анодом, а та часть трубопровода, где блуждающий ток попадает в него, является катодом. На анодных участках блуждающие токи повышенной плотности вызывают значительные коррозионные повреждения трубопроводов, скорость коррозии на них практически неограниченна и может достигать гигантских значений 10-20 мм/год. [9]

Коррозия блуждающими токами от источников переменного тока

Данный вид коррозии встречается в местах сближения и параллельного следования ВЛ напряжением 110 кВ и выше и магистральных трубопроводов. Это явление уже подробно освещено на нашем сайте в специальном обзоре и в настоящей статье дополнительно рассматриваться не будет.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) или стресс-коррозия

Коррозионное растрескивание под напряжением в магистральных трубопроводах (в основном газопроводах) развивается в результате одновременного воздействия на металл коррозионной среды и растягивающих напряжений. Благодаря проведенным исследованиям, в настоящее время сформировалась водородно-коррозионная теория развития КРН в трубопроводах.

Формирование и развитие микротрещин в металле происходит в результате наводораживания трубной стали в местах дислокаций и вакансий кристаллической решетки и роста в них внутреннего давления до значений, превышающих эквивалент энергии связи атомов решетки.

Само наводораживание происходит вследствие протекающих процессов диффузии протонов (H⁺), образующихся в результате гидролиза воды при повышенных потенциалах катодной защиты, диссоциации ряда неорганических соединений, таких как гидрокарбонаты, гидросульфиды и

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

сульфиды, нитраты, аммониты, фосфаты и т.д., жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих организмов.

После раскрытия трещин на поверхности трубы в местах повреждения изоляционного покрытия трубопровода происходит ускорение трещинообразования за счет коррозионного влияния электролита грунта, проникающего в трещины.

Конечный этап деструкции (включая долом трещин) контролируется условиями механической нагрузки на трубопровод, напряженно-деформированным состоянием трубной стали, а также ее прочностными характеристиками.

Микробиологическая коррозия

Микробиологической коррозией (или биокоррозией) называют коррозию металла, которая возникает в результате жизнедеятельности микроорганизмов.

В почвах и природных поверхностных водах содержится огромное количество микроорганизмов - бактерии, грибки, водоросли, простейшие и т.д. В настоящее время установлено, коррозию металла инициируют в большинстве случаев именно бактерии из-за высокой скорости их размножения и активности в химических преобразованиях окружающей среды.

Для протекания процесса микробиологической коррозии вызывающие её бактерии должны находиться во влажной или водной среде, также им нужен азот, минеральные соли и ряд других элементов. Необходимо наличие вполне определённых внешних условий, при которых они начинают активно размножаться вблизи трубопровода, таких как:

- температура;
- давление;
- освещённость;
- концентрация водородных ионов;
- концентрация кислорода.

					Теоретическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Микроорганизмы могут вызывать коррозию путём продуцирования веществ, вызывающих коррозию (например, кислот), создавая на поверхности металла условия, которые обуславливают появление на поверхности металла разности потенциалов и образования дополнительных анодных и катодных зон, с дальнейшим протеканием коррозионного процесса по электрохимическому механизму. [9]

В случае магистральных трубопроводов наиболее часто встречается микробиологическая коррозия, инициируемая сульфатвосстанавливающими бактериями. Под действием этих бактерий на трубах образуются отдельные каверны.

Продукты коррозии имеют чёрный цвет и запах сероводорода. Они содержат около 40% двухвалентного железа и 5% серы в виде сульфидов.

Сульфатвосстанавливающие бактерии присутствуют практически во всех грунтах, но заметный коррозионный процесс происходит только тогда, когда присутствует их относительно большое число.

					Теоретическая часть	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 2. Характеристика нефтепровода

2.1. Горно-геологическое условие проектных решений

Рассматриваемая территория находится в пределах Западно-Сибирской низменности величайшей внутриконтинентальной равнине земного шара, располагающейся между 50 и 77 северной широты и между 60 и 92 восточной долготы.

На северо-западе к ней примыкает восточный склон Полярного и Приполярного Урала, на юго-востоке - Колывань-Томская складчатая зона, отроги Салаирского кряжа, Кузнецкого Алатау и северо-западная оконечность Кузнецкой котловины. Полярный и Приполярный Урал имеют альпийский характер рельефа с острыми хребтами, пиками и ледниковыми цирками. Абсолютные отметки хребтов достигают 1200-1600 м и более (гора Народная 1894 м).

Западно-Сибирская низменность представляет собой сочетание самостоятельных впадин и возвышенностей. Она состоит из двух плоских чашеобразных сильно заболоченных котловин (северной и южной) с приподнятыми краями. Эти котловины разделены возвышенностью, известной под названием «Сибирские Увалы» с абсолютными отметками поверхности до 175-285 м, вытянутой в широтном направлении от Уральских гор до Енисейского кряжа. Лишь в двух местах Сибирские увалы прорезаны долинами крупнейших рек Сибири Оби и Енисея, соединяющими обе котловины. На всем остальном протяжении эта возвышенность является водоразделом для более мелких рек, текущих в северном и южном направлении.

					Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Петровский С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С.П.				1	19
Консульт.					ТПУ, кафедра ТХНГ Гр.3-2Б21		
ИюЗав.Каф.		Бурков П.В.			Глава 2. Характеристика нефтепровода		

Западные и восточные котловин имеют сложный холмистый рельеф благодаря глубоко-врезанным речным долинам. Южная котловина по площади почти вдвое превышает Северную. Наиболее пониженные ее участки с высотой около 20 м над уровнем моря находятся вблизи слияния Иртыша и Оби. Примерно треть территории котловины, в основном ее северо-северо-западная часть, а также участки вдоль рек в озерные впадины имеют до 50-100 м абс. высоты.

Одним из важных условий современного рельефо-образования Западно-Сибирской низменности являются четвертичное оледенение новейшие тектонические движения, протекавшие в неогене, четвертичном периоде по настоящее время. [10]

В пределах крупных речных долин на протяжении четвертичного периода сформировались широкие (нередко более 100 км) и низкие (40-60 м на севере и 80-100 м абс. высоты на юге) террасовые равнины.

Долины рек, как правило, асимметричны. К северу резкая обозначенность долин исчезает, контуры их становятся неясными, врез уменьшается. Долины мелких рек таежной зоны разработаны слабо, начинаются реки в большинстве случаев из болот неглубокими канавообразными руслами.

Три группы геологических условий Томской области

Перейдем к характеристике геологических условия отдельных частей обширной территории области, чтобы выяснить специфические особенности этих условия в пределах указанной выше глубины недр.

Реки, врезаясь в недра своей глубинной и боковой эрозией, обнажают горные породы, различные по времени их образования. Так, например, мы можем наблюдать, что часть наших рек врезается в палеозойский каменный фундамент, другая часть их касается третичных отложений, и, наконец, большая часть рек нашей области на всем своем протяжении протекает только в четвертичных образованиях.

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Происхождение многих видов полезных ископаемых приурочено к горным породам определенного геологического возраста; например, руды некоторых металлов в условиях

Томской области, мы можем искать только в палеозойских породах, бурый уголь — в третичных, а болотный мел — в четвертичных и т.д. Таким образом, степень глубинной эрозии (размыва) наших рек образует три группы геологических условий. Это обстоятельство позволяет нам определенные части территории области отнести к той или иной группе.

Такое указание облегчит краеведам определение своих конкретных целей и приемов полевой работы, так как будет ясно, в районе какой группы геологических условий они действуют. Остановимся на характеристике этих групп с практической точки зрения изучения и поисков полезных ископаемых. [11]

Первый район

Территория: междуречье Томь—Яя (Томь-Колыванские складки). Все реки этого междуречья врезаются в той или иной мере и каменный палеозойский фундамент, который прикрыт рыхлыми горизонтально залегающими породами третичного и четвертичного периодов.

На долинах рек во многих местах каменные породы обнажаются в виде скал и утесов.

Имеются участки, на которых они прикрыты незначительной мощности осыпями и растительностью. Складки каменных пород довольно круты, местами слои поставлены почти в вертикальное положение (Степановка, Заварзино, «Синий утес»).

Каменный палеозойский фундамент — глинистые сланцы, песчаники и известняки пронизаны магматическими кристаллическими породами — диабазами (карьер на Степановке, р. Тугояковка и др.).

В местах контактов осадочных каменных пород с кристаллическими имеются металлосодержащие рудоносные жилы. В складках среди глинистых сланцев и песчаников залегают прослойки каменного угля. В коре

					Характеристика нефтепровода	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выветривания возможны скопления металлических руд, минеральных красок (Халдеево), а также распространены огнеупорные глины.

В рыхлых третичных отложениях залегают бурые угли, чистые кварцевые пески. Еще выше, в четвертичных, — галечники, пески, кирпичные глины.

При такой характеристике недр этого района краеведы вполне обоснованно могут искать коренные и россыпные месторождения тяжелых металлов, минеральные краски и огнеупорные глины, каменный и бурый уголь. Особенное значение имеют поиски каменного угля. В связи с этим напомним, что среди населения за последние пятьдесят лет известны многочисленные факты находок отдельных кусков каменного угля на территориях Томского, Туганского, Асиновского и Пышкино-Троицкого районов на глубине от 0 до 20 метров. Эти находки могут свидетельствовать о сравнительно близких коренных месторождениях каменного угля в районе распространения Томь-Колываиских складок.

Отыскание этих месторождений составляет интересную, но сложную задачу. Сложность эта, по-видимому, состоит в том, что оставшиеся от размыва пласты каменного угля, заключенные в крутых складках палеозоя, при выходе их на поверхностный горизонт, занимают весьма ограниченные площади, причем все это прикрито рыхлыми третичными и четвертичными отложениями.

По тем благороднее устремления краеведов принять участие в поисках этих захороненных сокровищ. Народнохозяйственное значение открытия месторождений каменного угля с промышленными запасами вблизи Томска трудно переоценить.

Вопрос о вероятном наличии каменного угля в окрестностях города Томска ученые назвали проблемой возможного продолжения Кузбасса на север. В решении этой проблемы краеведы могли бы сыграть большую роль. Для того чтобы отыскать в этом районе признаки выходов промышленных месторождений каменного угля, необходимо всю его территорию буквально

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

обшарить метр за метром. Многотысячный отряд учащейся молодежи города Томска и прилегающих районов при правильном и умелом подходе мог бы вполне справиться с этой задачей.

Можно не сомневаться в том, что общественность города Томска и области поддержит это мероприятие, направленное на выполнение Директив XX съезда Коммунистической партии Советского Союза к 6-му пятилетнему плану в части расширения местной топливной и энергетической базы.

Второй район

Это территория:

1) правобережья р. Оби, а именно реки: Чулым, Улу-Юл, Чичка-Юл, Кия с ее притоками, Четь, Кеть выше Усть-Озерного и Тым выше Напаса;

2) левобережья Оби, реки: Шегарка, Кенга, Чузик, Чижап-ка, Нюролька и Васюган с притоками от вершины до колена, откуда он принимает широтное направление.

В этом районе залегают третичные горизонтально-слоистые породы: плотные сланцеватые глины, прослойки песка и слои бурого угля, плотные сланцеватые синие глины, белые глины, пески, супеси и суглинки. Выше лежат четвертичные.

Коричневатые плотные глины лежат па уровне меженних вод. На них налегают синие сланцеватые глины мощностью примерно, в один—два метра. Между глинами наблюдается прослойка чистого кварцевого песка. Горизонт этого прослойка является горизонтом самых верхних месторождения бурых углей. Выше синих глин могут быть белые глины, пески и т. д.

Такой порядок залегания слоев третичных отложений нельзя считать правилом; однако следует отметить, что он наблюдается на широких пространствах.

Месторождения бурых углей следует ожидать под слоем сланцеватой глины. Этот признак необходимо разведчикам недр твердо уяснить в качестве поискового критерия на бурый уголь.

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

Прослойка кварцевого песка между синими и коричневатыми глинами одновременно является тем горизонтом, по которому идут металлоносные водные растворы. При соответствующих условиях по прослойку металлы из растворов выпадают и образуют скопление в виде отдельных конкреций, линз и пластовых месторождений. Так могут образоваться месторождения бурого железняка, меди, пирита, халькопирита и пр. [12]

Плотные синие глины часто выполняют собой роль цоколей второй террасы, часто выступающих и в берегах самих русел рек. Они часто протягиваются с перерывами на большие расстояния. Это позволяет вести поиски бурых углей в признаков рудных проявлений по прослойку на довольно большом пространстве.

Среди третичных пород, залегающих выше плотных глин, большой интерес представляют мощные скопления чистых кварцевых песков.

В четвертичных породах, покрывающих третичные, также необходимо искать месторождения чистых кварцевых песков, скопления галечников и гравия, болотные и озерные отложения железных руд.

В поймах рек и на первой надпойменной террасе распространены болотные месторождения торфо-вивианита. Вивианит залегают обычно под торфяным слоем в виде землистой массы синеватого цвета. В народе его называют синей краской. Вивианит называют еще агрономической рудой, так как он представляет собой очень хорошее фосфорное удобрение. В болотах под слоем торфа и вивианита часто встречаются месторождения болотного мела. Болотный мел может быть широко применен для известкования кислых подзолистых почв в целях повышения урожайности.

В поймах рек торфо-вивианит и болотный мел нередко встречаются в береговых обнажениях. На первой надпойменной террасе месторождения торфо-вивианита и болотного мела можно искать, в обнажениях по уступу террасы, а также в торфяных болотах.

Третий район

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Территория: вся остальная площадь пашей области (см. карту). Рыхлые горизонтально-слоистые породы, распространены по всей территории области сплошным покровом. Мощность этих отложений на пространствах, отнесенных нами к третьему району, считается весьма значительной.

К основанию четвертичных обычно приурочены отложения галечников, по которым часто и определяют границу между третичными и четвертичными породами. Выше идут либо пески, либо глины, среди которых широко развиты переотложенные из третичных плотных глин так называемые «сизые глины». Над глинами залегают мощные пески с прослоями и гнездами ржавого цвета. Еще выше — супеси, кирпичные глины, суглинки, болотный мел и торф, лёсс, помненный слой. В поймах рек — породы аллювиальные (наносные).

Такой порядок наслоения также не является правилом, приводим его как наиболее типичный для ориентировки краеведов.

Приведенный геологический профиль этой полосы пашей области определяет непосредственные цели изучения. Ясно, что краеведы тут не могут ставить себе в задачу поиски, например, коренных металлорудных месторождений или каменных углей.

Полезными ископаемыми на данной территории будут являться: залежи чистого кварцевого песка, кирпичных глин, торфа, вивианита, болотного мела, болотной и озерной железной руды, галечников, а в поймах рек - скопление галечников, гравия, строительного песка и т.д.

Все эти виды полезных ископаемых в условиях развивающегося строительства сельских гидроэлектростанций, кирпичного производства, задач подъема урожайности полей и т. п. в нашей области имеют исключительно важное значение. Научный интерес представляют шлихи, взятые из галечников, лежащих в основании четвертичных.

В заключение обзора по трем группам геологических условий и поисковых задач по выявлению полезных ископаемых мы даем для общего представления схему строения недр Томской области.

					Характеристика нефтепровода	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.2. Технико-экономические характеристика нефтепровода

АО "Транснефть - Центральная Сибирь", созданное в 1972 году, - современное, динамично развивающееся предприятие. Акционерное общество "Транснефть - Центральная Сибирь" является дочерним предприятием ПАО "Транснефть" (до 30.06.2016 - Открытое акционерное общество "Акционерная компания по транспорту нефти "Транснефть"). Основная задача нашего трудового коллектива - транспортировка углеводородного сырья по магистральным нефтепроводам.

Деятельность компании связана с транспортировкой нефти и решением целого комплекса задач, сопутствующих этому процессу: проведение профилактических работ, координация деятельности по развитию сети магистральных нефтепроводов, внедрение новых технологий и материалов, привлечение инвестиций, организация работы по обеспечению охраны окружающей среды в районах объектов нефтепроводного транспорта и ряд других.

Предприятие эксплуатирует нефтепроводы «Самотлор - Александровское» (участок протяжённостью 23 км), «Александровское – Анжеро-Судженск» (818 км), «Игольско-Таловое – Парабель» (397 км).

Протяжённость находящихся в ведении АО «Транснефть – Центральная Сибирь» нефтяных магистралей в одниточном исчислении составляет 1394,41 км.

В приложении А приводится карта схематического изображения трубопровода данного предприятия.

Предприятие перекачивает нефть северных месторождений Тюменской области, получая ее от АО «Транснефть – Сибирь», а также месторождений Томской области.

Четыре года, с 2011 по 2015, – проходит плановая масштабная реконструкция и техперевооружение системы нефтепроводов.

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

На фоне модернизаций и масштабных проектов, сотрудники не забывают и о корпоративных конкурсах: в 2012 году Томск вновь принимает гостей – проведён корпоративный этап двенадцатого смотра-конкурса «Лучший по профессии» ОАО «АК «Транснефть», участвовало 19 команд.

В 2013 году ОАО «Центрсибнефтепровод» стало базовой площадкой для пилотного корпоративного проекта КИИСУ. В ноябре проведён региональный пресс-тур. Внедрена система энергетического менеджмента.

В этом же году реализован один из крупных благотворительных проектов: в Северной клинической больнице № 81 открыт и оснащён необходимым оборудованием детский реабилитационный ортопедический центр.

2014 – год масштабных изменений: 27 октября ОАО «Центрсибнефтепровод» переименовано в АО «Транснефть – Центральная Сибирь». В АО «ТОМЗЭЛ» (дочернее общество АО «Транснефть – Центральная Сибирь» введён в действие собственный цех электроники, а во всех подразделениях полностью обновлён парк компьютерной техники.

В 2015 году запущена новая нефтеперекачивающая станция «Первомайка», внедрена система электронного документооборота, введена в постоянную промышленную эксплуатацию система автоматизации учётно-управленческих задач (август). Продолжается серверная модернизация. 14 апреля ЗАО «ТОМЗЭЛ» (дочернее общество «Транснефть – Центральная Сибирь») переименовано в акционерное общество «Томский завод электроприводов» (АО «ТОМЗЭЛ»).

В 2016 году открытое акционерное общество акционерная компания "Транснефть" переименована в публичное акционерное общество "Транснефть".

Показатели экономической деятельности предприятия представлены ниже.

В табл. 2.1 представлен бухгалтерский баланс предприятия.

					Характеристика нефтепровода	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 – Бухгалтерский баланс

Пояснения	Наименование показателя	Код	на 31 декабря 2016 г.	на 31 декабря 2015 г.	на 31 декабря 2014 г.
1	2	3	4	5	6
	АКТИВ				
	I. ВНЕОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ	1110	6 118	1497	3 007
	Нематериальные активы				
	Результаты исследований и разработок	1120	7 224	5 578	1894
	Нематериальные поисковые активы	1130	,	-	
	Материальные поисковые активы	1140	-	-	
5	Основные средства	1150	27 705 321	25 596 596	23 519 655
	Доходные вложения в материальные ценности	1160	269 509	265 030	259 689
6	Финансовые вложения	1170	590 541	590 650	1 137 245
15	Отложенные налоговые активы	1180	74 130	74 592	686 572
7	Прочие внеоборотные активы	1190	118 013	75 703	58 779
	Итого по разделу I	1100	28 770 856	26 609 646	25 666 841
	II. ОБОРОТНЫЕ АКТИВЫ				
7	Запасы	1210	561067	1 092 878	590 866
	Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	1220	27		1608
8	Дебиторская задолженность	1230	3 431 989	2 530 693	2 931 030

Продолжение табл. 2.1

	в том числе: дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются более чем через 12 месяцев после отчетной даты	1231	633 695	514 286	912 393
	дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 месяцев после отчетной даты	1232	2 798 294	2 016 407	2 018 637
6	Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	1240	.		730 040
16	Денежные средства и денежные эквиваленты	1250	16 982	27 864	89 276
	Прочие оборотные активы	1260	4 789	709	3 480
	Итого по разделу II	1200	4 014 854	3 652 144	4 346 300
	БАЛАНС	1600	32 785 710	30 261 790	30 013 141
	ПАССИВ				
	III. КАПИТАЛ И РЕЗЕРВЫ				
9	Уставный капитал (складочный капитал, уставный фонд, вклады товарищей)	1310	360	360	360
	Собственные акции, выкупленные у акционеров	1320	-	-	-

Продолжение табл. 2.1

5	Переоценка внеоборотных активов	1340	11 584 554	11 192 183	10 812 117
	Добавочный капитал (без переоценки)	1350	-	-	
9	Резервный капитал	1360	54	54	54
	Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	1370	17 881 619	15 745 046	12 943 453
	Итого по разделу III	1300	29 466 587	26 937 643	23 755 984
	IV. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
10	Заёмные средства	1410	19 347	690 279	824 033
15	Отложенные налоговые обязательства	1420	709 201	676 315	469 732
11	Оценочные обязательства	1430	13 390	20 289	-
	Прочие обязательства	1450		-	
	Итого по разделу IV	1400	741 938	1 386 883	1 293 765
	V. КРАТКОСРОЧНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА				
10	Заёмные средства	1510	487 404	7 030	8 292
8	Кредиторская задолженность	1520	1 265 351	1 238 397	4 353 693
	Доходы будущих периодов	1530	19 476	23 505	27 634
11	Оценочные обязательства	1540	804 954	668 332	573 773
	Прочие обязательства	1550	-	-	-
	Итого по разделу V	1500	2 577 185	1 937 264	4 963 392
	БАЛАНС	1700	32 785 710	30 261 790	30013141

По бухгалтерскому отчету, финансовая ситуация в 2016 на предприятии улучшилась по сравнению с 2014 годом.

Оборотные активы в 2014 году составляли 30013141 руб., а в 2016 32785710 руб., что на 8,5 % больше по итогу 2014 года.

Капитал и резервы в 2016 году по сравнению с 2014 годом на 19,4% выше.

Далее приводим отчет о финансовых результатах (табл. 2.2).

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Таблица 2.2 – Финансовый отчет

Пояснения	Наименование показателя	Код	за 2016 год	за 2015 год
1	2	3	4	5
13	Выручка	2110	13 705 825	13 349 588
13	Себестоимость продаж	2120	9 008 678	7 585 504
	Валовая прибыль (убыток)	2100	4 697 147	5 764 084
	Коммерческие расходы	2210	21168	-
	Управленческие расходы	2220	1 925 101	1 728 457
	Прибыль (убыток) от продаж	2200	2 750 878	4 035 627
	Доходы от участия в других организациях	2310	-	-
	Проценты к получению	2320	16	47
	Проценты к уплате	2330	71969	90 246
14	Прочие доходы	2340	332 803	601722
14	Прочие расходы	2350	232 292	773 658
	Прибыль (убыток) до налогообложения	2300	2 779 436	3 773 492
15	Текущий налог на прибыль	2410	673 022	176 799
	в т.ч. постоянные налоговые обязательства (активы)	2421	150 182	241 042
15	Изменение отложенных налоговых обязательств	2430	-32 995	-207 003
15	Изменение отложенных налоговых активов	2450	-52	-611 938
15	Прочее	2460	8 548	1 115
	в т.ч. перераспределение налога на прибыль внутри КГН	2465	16 422	2 844
	Чистая прибыль (убыток)	2400	2 081 915	2 778 867

Продолжение табл. 2.2

					Характеристика нефтепровода	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

	Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	2520		
	Совокупный финансовый результат периода	2500	2 528 944	3 181 659
9	Базовая прибыль (убыток) на акцию	2900	6	8
	Разводненная прибыль (убыток), на акцию	2910	-	-

В табл. 2.3 приводится отчет о движении денежных средств.

Таблица 2.3 - Отчет о движении денежных средств

Наименование показателя	Код	за 2016 год	за 2015 год
1	2	3	4
Денежные потоки от текущих операций			
Поступления - всего	4110	13 153 609	10 752 590
в том числе:			
от продажи продукции, товаров, работ и услуг	4111	12 772 364	10 643 780
арендных платежей, лицензионных платежей, роялти, комиссионных и иных аналогичных платежей	4112	39 280	38 259
от перепродажи финансовых вложений	4113	-	-
прочие поступления	4119	341 965	70 551
Платежи - всего	4120	8 408 910	7 664 028
в том числе:			
поставщикам (подрядчикам) за сырье, материалы, работы, услуги	4121	3 884 403	3 508 685

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

Продолжение табл. 2.3

в связи с оплатой труда работников	4122	2 311 936	2 122 738
процентов по долговым обязательствам	4123	74 312	91 617
налога на прибыль организаций	4124	-	-
прочие платежи	4129	2 138 259	1 940 988
Сальдо денежных потоков от текущих операций	4100	4 744 699	3 088 562
Денежные потоки от инвестиционных операций:			
Поступления - всего	4210	23 115	920 675
в том числе:			
от продажи внеоборотных активов (кроме финансовых вложений)	4211	23 006	5 369
от продажи акций других организаций (долей участия)	4212	-	-
от возврата предоставленных займов, от продажи долговых ценных бумаг (прав требования денежных средств к другим лицам)	4213	109	915 306
дивидендов, процентов по долговым финансовым вложениям и аналогичных поступлений от долевого участия в других организациях	4214		
прочие поступления	4219	-	-
Платежи - всего	4220	-4 591 665	-3 935 887
в том числе:			
в связи с приобретением, созданием, модернизацией, реконструкцией и подготовкой к использованию внеоборотных активов	4221	-4 591 665	-3 750 725
в связи с приобретением акций других организаций	4222		
в связи с приобретением долговых ценных бумаг, предоставление займов другим лицам	4223		-185 162
процентов по долговым обязательствам, включаемым в стоимость инвестиционного актива	4224		
прочие платежи	4229	-	-
Сальдо денежных потоков от инвестиционных операций	4200	-4 568 550	-3 015 212

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Продолжение табл. 2.3

Наименование показателя	Код	за 2016 год	за 2015 год
Денежные потоки от финансовых операций			
Поступления - всего	4310	15 659	4 673
в том числе: получение кредитов и займов	4311	15 659	4 673
денежных вкладов собственников (участников)	4312	-	-
от выпуска акций, увеличения долей участия	4313	-	-
от выпуска облигаций, векселей и других долговых ценных бумаг и др.	4314		
прочие поступления	4319	-	-
Платежи - всего	4320	(202 275)	(140 000)
в том числе: собственникам (участникам) в связи с выкупом у них акций (долей участия) организации или их выходом из состава участников	4321		
на уплату дивидендов и иных платежей по распределению прибыли в пользу собственников (участников)	4322		
в связи с погашением (выкупом) векселей и других долговых ценных бумаг, возврат кредитов и займов	4323	(202 275)	(140 000)
прочие платежи	4329	-	-
Сальдо денежных потоков от финансовых операций	4300	(186 616)	(135 327)
Сальдо денежных потоков за отчетный период	4400	(10 467)	(61 977)
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на начало отчетного периода	4450	27 864	89 276
Остаток денежных средств и денежных эквивалентов на конец отчетного периода	4500	16 982	27 864
Величина влияния изменений курса иностранной валюты по отношению к рублю	4490	(415)	565

Имя	Пол	№ докум	Подпись	Дата

2.3. Анализ состояния и эксплуатационных характеристик нефтепровода

Управление диагностики АО «Транснефть» в 2015 году обследовало 643 резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов. Диагностические работы проводились в рамках сводной программы диагностического обследования трубопроводов и объектов нефтеперекачивающих станций (НПС) ОАО «АК «Транснефть» на 2015 год.

На 151 резервуаре была проведена полная техническая диагностика с выводом из эксплуатации, на 177 резервуарах проведена частичная техническая диагностика без вывода из эксплуатации. Выполнено дополнительное обследование 315 резервуаров (акустико-эмиссионная диагностика днища резервуара, контроль состояния наружного антикоррозионного покрытия, дополнительное обследование фундамента резервуара, рентгенографический контроль сварного шва приварки патрубка фланца к патрубку водоспуска на резервуарах и другие работы). В процессе обследования применялись методы ультразвукового, акустико-эмиссионного и радиографического контроля.

Основная часть работ проводилась на объектах АО «Транснефть – Сибирь» (93 резервуара), АО «Транснефть – Урал» (86 резервуаров), АО «Транснефть – Западная Сибирь» (71 резервуар), АО «Транснефть - Приволга» (64 резервуара), а также АО «Транснефтепродукт - Самара» (61 резервуар).

Кроме того, в 2015 году АО «Транснефть» продиагностировало 3 180 единиц дополнительного оборудования линейной части магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов (ремонтные муфты, вантузы, соединительные детали, сигнализаторы, бобышки, чопы, отборы давления, камеры пуска-приема средств очистки и диагностики (КПП СОД), емкости сбора утечек КПП СОД), 2 542 единиц механотехнологического оборудования, 2 396 единиц энергетического оборудования. Был обследован

					Характеристика нефтепровода	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

151 км технологических трубопроводов НПС, а также проведена полная техническая диагностика 45 км участков технологических трубопроводов линейной части магистральных нефтепроводов (МН) и НПС (перемычки между нефтепроводами, коллекторы магистральных насосных агрегатов, напорные нефтепроводы, трубопроводы линейной части МН, не подлежащие внутритрубной диагностике и не обследованные методами неразрушающего контроля).

Работы по диагностике проводились как собственными силами предприятия, так и с привлечением субподрядных организаций. По итогам проверки состояние обследованных объектов признано удовлетворительным, составлены планы ремонтных работ по устранению выявленных дефектов.

Главная цель проведенной диагностики — обеспечение надежной транспортировки нефти и нефтепродуктов с соблюдением всех требований безопасности. Общая протяженность продиагностированных участков магистральных нефтепроводов за 2016 год составила порядка 2 903 км, магистральных нефтепродуктопроводов — 302 км.

Все участки линейной части МН и МНПП, согласно нормативным требованиям, диагностировались с применением внутритрубных инспекционных приборов (ВИП) различных типов — магнитных, ультразвуковых и комбинированных дефектоскопов (ДКМ, ДКУ, ДКУ-1S, ДКК, ДМК).

Восемь участков МН и два участка МНПП (резервные нитки через реки Омь и Иртыш) дополнительно были продиагностированы современным ВИП — магнитным комбинированным дефектоскопом. Данный модернизированный прибор (разработка АО «Транснефть — Диаскан») позволяет получить наиболее полную информацию о техническом состоянии магистральных трубопроводов. Принцип работы дефектоскопа основан на применении параллельного и поперечного намагничивания, что позволяет обнаруживать не только дефекты стенок трубы, но и сварных швов, а также внутренние и внешние потери металла. Указанным типом ВИП, согласно

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

нормативным требованиям, должны быть обследованы в дальнейшем и другие участки линейной части МН и МНПП.

По итогам внутритрубного обследования АО «Транснефть — Западная Сибирь» была получена информация о техническом состоянии магистральных трубопроводов. На основе этих данных будет сформирован план работ по реконструкции и капитальному ремонту МН и МНПП на 2017 год.

Ежегодно количество запланированных для обследования участков трубопроводов увеличивается. Так в 2017 году специалисты АО «Транснефть — Западная Сибирь» планируют оценить техническое состояние участков линейной части МН протяженностью порядка 3 357 км.

Работа АО «Транснефть — Западная Сибирь» по внутритрубной диагностике магистральных трубопроводов носит постоянный и комплексный характер. Обследование технического состояния МН и МНПП, а также их своевременный капитальный ремонт и реконструкция являются ключевыми инструментами по обеспечению экологической и промышленной безопасности. Особо важное значение данное обстоятельство приобретает в Год экологии, которым объявлен 2017 год, как на государственном уровне в РФ, так и во всех дочерних организациях ПАО «Транснефть». [13]

					Характеристика нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Глава 3. Практическая часть

3.1. Анализ состояния нефтепровода с точки зрения появления коррозии

Характеристика нефтепровода:

Нефтепровод предприятия "Транснефть" Томская область, протяжённость обследуемого участка 50 км (начало 70 км, окончание 20 км); диаметр и толщина стенки трубы - 529 × 9,0 мм.

По этим данным на рабочей схеме трассы отмечены линией участки, где были обнаружены сквозные проржавления (86 и 91 км).

Величина удельного сопротивления грунта (минимальное и максимальное значение на км) взята из проектных данных.

На 81 - 82, 99 - 101 км (участки с низким удельным сопротивлением) были проведены замеры с целью уточнения проектных данных. Эти участки выделены линией на рабочей схеме.

Участок нефтепровода обеспечен электрохимзащитой: две станции катодной защиты ТСКЗ-3,0 и установкой дренажной защиты - ДВП-300.

Анализ работы средств ЭХЗ показал, что имели место простои электродренажа, чем, очевидно, объясняются сквозные коррозионные проржавления на нефтепроводе (86 и 91 км).

График величины разности потенциалов «труба-земля» показал недозащиту на участках 80 - 83 и 99 - 101 км и наличие опасности электрокоррозии (величина разности потенциалов на этих участках меньше минимально допустимого значения, равного 0,85 В). Эти участки выделяем линией на рабочей схеме.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии			
Разраб.		Петровский С.			Глава 3. Практическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С.П.					1	13
Консульт.						ТПУ, кафедра ТХНГ гр.3-2Б21		
Иозав.Каф.		Бурков П.В.						

При обследовании состояния изоляционного покрытия было выявлено, что общее состояние изоляции удовлетворительное (переходное сопротивление изоляции не ниже $104 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, однако в покрытии имеются дефекты различных размеров, в среднем 3 дефекта на километр.

Дефекты наибольшего размера (в условных единицах) обнаружены на следующих участках табл. 3.1 [14]:

Таблица 3.1 – Результаты диагностики

Условное обозначение участка	Привязка дефекта, по трассе нефтепровода	Рабочий фон в условных единицах	Величина продольн. градиента потенциалов в условн. единицах
I	81 км, КИК + 53 м	27/30	15/105
II	81 км, КИК + 3, опора - 15 км	24/30	27/105
III	82 км, КИК - 5 м	24/30	37/105
IV	100 км, КИК + 20 м	28/30	23/105
V	101 км, КИК + 3, опора + 17 м	19/30	18/104
VI	106 км, КИК + 5, опора + 3 м	23/30	50/104
VII	115 км, КИК - 1, опора + 12 м	27/30	37/105

Для шурфования выбираем участок с наибольшим размером дефектов в изоляции, которые также характеризуются низким сопротивлением грунта (участки I, II, III, IV, V, VI) и значением разности потенциалов «труба-земля» меньше минимально допустимого (уч-ки II, III, IV, V). [15]

Шурфование подтвердило наличие дефектов в изоляционном покрытии, явившихся результатом брака изоляционно-укладочных работ: участки I, IV, III - недохлест при изоляции; участки II, III - плохо заизолированы повороты нефтепровода, участки V, VI - сдиры при протаскивании по слегам.

Коррозионные повреждения стенки трубы обнаружены на участках II, III, IV, V. Коррозия носила язвенный характер с глубиной каверн до 1,5 мм.

Реальная скорость коррозии на обследуемом участке, принятая по ее максимальному значению, равна:

$$K = 1,5 \text{ мм/15 лет} = 0,1 \text{ мм/год.}$$

Допустимая скорость коррозии в данном случае при предельной толщине стенки 5 мм:

$$KД = (9 - 5) \text{ мм/50 лет} = 0,08 \text{ мм/год,}$$

т.е. $K > KД$.

По результатам анализа были намечены следующие мероприятия по улучшению противокоррозионной защиты обследуемого участка нефтепровода:

1. Сооружение дополнительного электродренажа для повышения эффективности электрозащиты на участке 76 - 106 км.
2. Ликвидация дефектов в изоляционном покрытии на I, II, V, VI и VII участках.
3. Ликвидация очагов коррозии.

3.2. Обоснование и выбор комплекса мер защиты нефтепровода от коррозии (с расчетами)

Для защиты нефтепровода от коррозии выбираем протекторную защиту и катодный метода защиты нефтепровода. [16]

Суть протекторной защиты от коррозии

Данная антикоррозионная защита подразумевает присоединение к предохраняемой металлической поверхности специального протектора – металла с более электроотрицательными характеристиками.

					Практическая часть	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При растворении под действием воздуха такой протектор начинает выполнять свою функцию, которая состоит в предохранении основного изделия от разрушения. [17]

По сути, протекторная защита трубопроводов и иных магистралей от коррозии является одним из видов катодной электрохимической методики.



Рис. 3.1 – Протекторная защита

Цель протекторной защиты – максимальное снижение потенциала основного материала, чем и обеспечивается предохранение его от разрушения коррозией. Это осуществляется присоединением к нему специального электрода, который нередко именуется «жертвенным анодом». Он подбирается из металла более активного по отношению к базовому. Таким образом, коррозии в первую очередь подвергается протектор, следовательно, повышается долговечность того или иного конструкционного элемента, с которым он соединяется. [16]

Эффективность протекторной защиты:

Считается очень высокой. При том, что эн/затраты на реализацию протекторной защиты от коррозии сравнительно небольшие.

Если использование магниевого анода с соответствующими параметрами предохраняет разрушение металла трубопровода на протяжении, к примеру, порядка 7,5 км, то без него – всего лишь на 25 – 30 м. Когда следует использовать протекторную защиту

Способов борьбы с коррозией достаточно, и выбор всегда есть. Применение «жертвенного анода» целесообразно: если у предприятия нет необходимых мощностей для реализации иных, более эн/затратных методик; при необходимости защиты малогабаритных конструкций; для предохранения от коррозии металлоизделий (объектов) с поверхностным покрытием (изоляцией). Те же трубопроводные магистрали. [18]

Максимальная эффективность протекторной защиты достигается, если она используется в средах, называемых электролитическими

Катодная защита нефтепровода:

На рис. 3.2 представляется схема катодной защиты.

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ

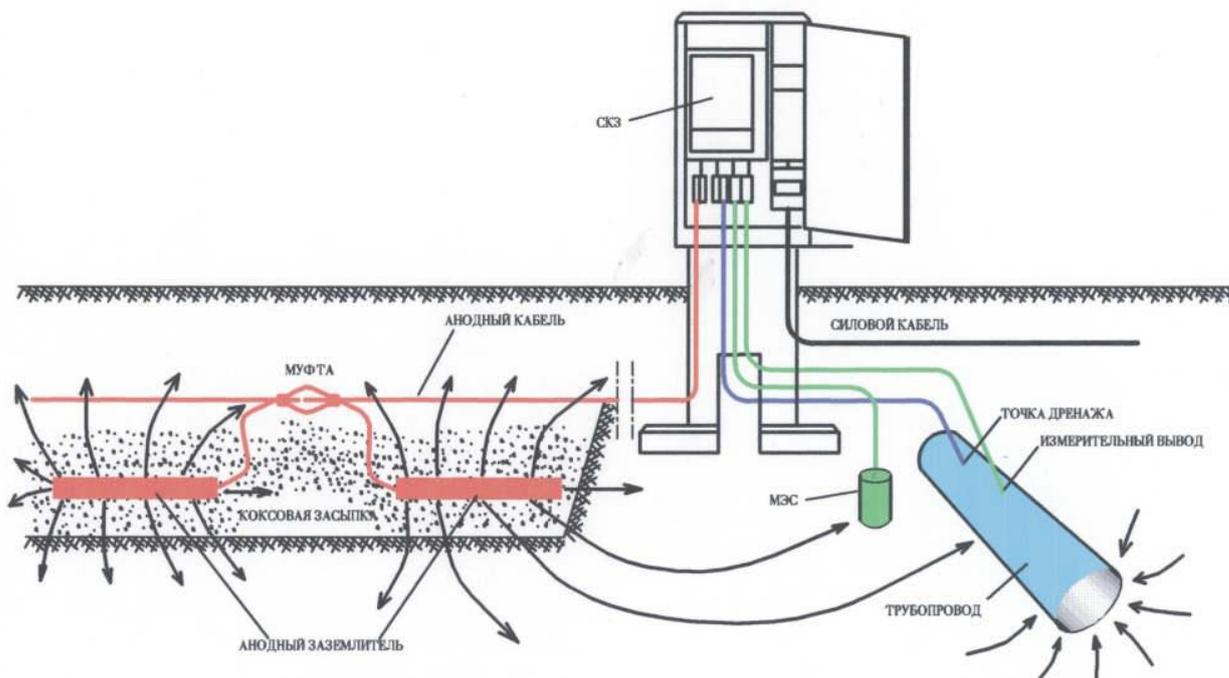


Рис. 3.2 Катодная защита трубопровода

Катодная защита трубопровода от коррозии образуется, если использовать внешнее электрическое поле для организации катодной

поляризации трубопровода, а повреждение перевести на внешний анод, который подвергнется разрушению.

Катодная разделяется на два вида [19]:

- гальваническая с использованием анодов-протекторов, для изготовления которых используют сплавы магния, алюминия, цинка;
- электрическая, в которой применяется внешний источник постоянного тока с схемой подключения: минус на трубу, плюс — на заземлённый анод.

Основа гальванического способа катодной защиты: использование свойства металла иметь отличные по величине потенциалы, когда их применяют в виде электрода. Если в электролите находятся две металла с разным значением потенциала, то разрушаться будет тот, который имеет меньшее значение.

Материал для протектора подбирается такой, чтобы выполнялись определённые требования:

- отрицательный потенциал с большим значение в сравнении с потенциалом трубопровода;
- значительный КПД;
- высокий показатель удельной токоотдачи;
- малая анодная поляризуемость, чтобы не образовывались окисные плёнки.

Расчет протекторной защиты от коррозии:

Пусть требуется рассчитать систему ПЗ для защиты стального трубопровода. Диаметр трубопровода $D = 0,529$ м, толщина стенки $\delta = 9$ мм, длина 50000 м, глубина прокладки $h_m = 1$ м. Удельное сопротивление грунта $\rho_z = 15$ Ом·м. Необходимый суммарный начальный ток защиты обоих отводов, определенный по данным опытного включения передвижной катодной станции, равен $J_n = 0,3$ А.

Для устройства ПЗ доступны типовые комплектные M_s - аноды ПМ-

					Практическая часть	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10У длиной $l_3 = 0,7$ м, диаметрами засыпки (активатора) $d_3 = 0,2$ м и стержня $d_a = 0,13$ м, массой $G = 30$ кг. Удельное сопротивление засыпки $\rho_3 = 2$ Ом·м, необходимый срок эксплуатации T не менее 10 лет. Глубина установки анода $h = 1,85$ м. [20]

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

$$R_{аз} = 0,47 \cdot 15 + 0,18 = 7,2 \text{ Ом.} \quad (3.1)$$

2. Сопротивление растеканию тока вертикального анода с засыпкой:

$$R_{аз} = [15 / (6,28 \cdot 0,7)] \{ \ln[(2 \cdot 0,7) / 0,2] + 0,5 \ln[(4 \cdot 1,85 + 0,7) / (4 \cdot 1,85 + 0,7)] + (2/15) \cdot \ln(0,13 / 0,2) \} = 5,94 \text{ Ом.} \quad (3.2)$$

3. Сопротивление соединительного медного провода длиной $l_{сн} = 10$ м и сечением $S = 5$ мм²:

$$R_{сн} = 0,0175 \cdot 10 / 5 = 0,035 \text{ Ом.} \quad (3.3)$$

4. Для вычисления переходного сопротивления трубопровода $R_{пер}$, необходимо рассчитать продольное сопротивление трубы $R_{прод}$. Приняв по справочным данным удельное сопротивление трубной стали $\rho_m = 0,25$ Ом·мм²/м, получаем:

$$R_{прод} = 0,25 / 3,14 \cdot (10^3 \cdot 0,529 - 5) \cdot 5 = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ Ом/м.} \quad (3.4)$$

5. Пусть начальное сопротивление изоляции $R'_{из}$, определенное из данных опытного включения катодной станции, равно 200 Ом·м². Тогда сопротивление изоляции на единицу длины трубы равно:

$$R_{из} = 200 / (3,14 \cdot 0,529) = 120,5 \text{ Ом·м} \quad (3.5)$$

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

$$R_{пер} = 1120 + (10 / 3,14) \cdot \ln \left(1,12 / \sqrt{4,25 \cdot 10^{-4} \cdot 0,057 \cdot 1,5 / R_{пер}} \right) = 1136,6 + 1,593 \cdot \ln R_{пер} \quad (3.6)$$

7. Вычисляем начальное входное сопротивление трубопровода:

$$R_m = 0,5 \sqrt{4,25 \cdot 10^{-4} \cdot 1,147} = 0,35 \text{ Ом.} \quad (3.7)$$

8. Сопротивление цепи ГА-труба равно:

$$R = R_{аз} + R_{сн} + R_m = 5,94 + 0,035 + 0,35 = 6,4 \text{ Ом.} \quad (3.8)$$

9. Оценим необходимый защитный ток к концу планируемого периода

					Практическая часть	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатации ГЗ (T не менее 10 лет), исходя из падения во времени входного сопротивления трубопровода R_m по формуле:

$$(R_{mk} / R_{mn}) = e^{-\gamma T/2} \quad (3.9)$$

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

γ - коэффициент старения изоляции.

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

$$(R_{mk} / R_{mn}) = e^{-0,08 \cdot 10/2} = 0,67 \quad (3.10)$$

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

$$J_k = 1,5 \cdot J_n = 1,5 \cdot 0,30 = 0,45 \text{ А} \quad (3.11)$$

10. Ток, генерируемый одним анодом, равен

$$J_1 = 0,6 / 7,2 = 0,082 \text{ А} \quad (3.12)$$

11. Предварительное число анодов в группе:

$$n_{zp} = 0,45 / 0,082 \cdot 0,85 = 6,09 \quad (3.13)$$

Принимаем $n_{zp} = 6$. По графику при $n_{zp} = 6$ находим коэффициент использования анодов $\eta \approx 0,89$, мало отличающийся от предварительно принятого. Поэтому окончательно принимаем число ГА в грунте $n_{zp} = 6$, и максимальная сила тока ГЗ должна быть равна:

$$J = 6 \cdot 0,082 \cdot 0,89 = 0,467 \text{ А} \quad (3.14)$$

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

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

$$J_{lcp} = 0,05 + [(0,075 - 0,05) / 10] \cdot 5 = 0,0625 \text{ А} \quad (3.15)$$

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

$$10 = (\Delta G \cdot 2330 \cdot 0,6 \cdot 0,9) / (8760 \cdot 0,0625) \quad (3.16)$$

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

					Практическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Расчет катодной защиты

1. Нефтепровод диаметром $D = 0,529$ м, длина 50000 м.

2. Определяем площадь поверхности трубопровода:

$$S_2 = 3,14 \cdot 10^{-3} (529 \cdot 50000) = 83053 \text{ м}^2 \quad (3.17)$$

3. Принимаем среднее удельное сопротивление грунта 42 Ом·м

4. Вычисляем доли площади поверхности трубопроводов:

$$a = (83053/83053) \cdot 100 = 100 \% \quad (3.18)$$

5. Вычисляем коэффициенты b :

$$b = 83053/9 = 9228 \text{ м}^2/\text{га} \quad (3.19)$$

6. Вычисляем среднюю плотность защитного тока:

$$j_2 = 20 + 10^{-3} (100 - 34 \cdot 9228 + 9 \cdot 42) = 49,5 \text{ мА/м}^2 \quad (3.20)$$

7. Вычисляем суммарную силу защитного тока:

$$J = 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 49,5 \cdot 83053 = 5,3 \cdot 10^3 \text{ А} \quad (3.21)$$

8. Принимаем 84 катодных станций марки КСС-3000Р-48/96, которое охватывает 50 км нефтепровода, со следующими характеристиками:

1. Номинальный ток: 63/31,5 А.

2. Номинальное выходное напряжение: 48/96 В.

3. Номинальная мощность: 3 кВт.

4. Срок службы: не менее 20 лет.

5. КПД: не менее 0,86.

Как еще один метод защиты, используем химический метод защиты от коррозии. [21]

3.3. Анализ состояния после введения комплекса мер по защите нефтепровода от коррозии

Все знают, что Россия является нефтедобывающей страной. Однако далеко не всем известно, что, помимо добычи, наши нефтепромыслы славятся также существенными потерями, возникающими в процессе извлечения черного золота из земных недр. Причем количество аварийных разливов нефти и утечек нефтепродуктов ежегодно увеличивается не пропорционально росту добычи, а существенно быстрее. [22]

Так, по информации Greenpeace, потери нефтяного сырья при добыче и транспортировке в России составляют около 1%, а, например, по данным НП "Центр экологии ТЭК" - все 3,5-4,5%. Соответственно при текущем уровне добычи в 510 млн т в год потери составляют от 18 до 23 млн т ежегодно, в денежном выражении - от 14,2 млрд до 17,2 млрд долл.

К сожалению, известные технологии борьбы с крупномасштабными разливами нефти пока малоэффективны. Согласно данным официальной статистики, на территории России ежегодно происходит более 20 тыс. аварий, связанных с добычей нефти. Сколько их в действительности, сложно себе представить. Исходя из вышесказанного, можно прогнозировать, что в перспективе загрязнение нефтью будет только усиливаться - с ростом ее транспортировки по морю и развитием добычи на шельфах.

Осложняет ситуацию также то, что понять, сколько выливается нефти, по крайней мере на суше, невозможно. Никто толком не ведет учет нефтяных разливов, а главное - учет количества вытекшей нефти. Регулирующий государственный орган - Росприроднадзор - располагает данными, предоставленными организациями и добывающими компаниями, о таких происшествиях и об устранении их последствий. Однако, по свидетельствам общественных экологических организаций, эти данные не являются объективными, поскольку показатели сильно занижены. Компании не хотят выплачивать компенсации и стремятся уменьшить цифры или же устраняют

					Практическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

последствия разливов лишь частично, например только в районе порыва трубы, то есть исключительно в поле зрения проверяющих организаций. [23]

К тому же официальная статистика фиксирует только те разливы, при которых выливается более 8 т нефти, а разлив до 7 т включительно считается просто инцидентом, который не нужно декларировать и о котором можно не оповещать власти.

Больше всего нефти разливается при ее транспортировке - перекачке по трубопроводам. В собственности государства находится более 70 тыс. км трубопроводов, длину остальных - межпромысловых - подсчитать крайне сложно, но можно с уверенностью сказать, что она существенно превышает "государственную" часть. Только в Западной Сибири длина межпромысловых трубопроводов превышает 100 тыс. км. И большинство аварий происходит именно на них. Наиболее распространенной причиной (около 90% случаев) является прорыв трубы, вызванный коррозией и изношенностью.

Одна из последних крупных аварий на трубопроводе произошла в октябре 2011г. на Федоровском месторождении в районе Сургута. Тогда фонтан нефти высотой более 10 м бил двое суток. Аварийным бригадам пришлось откачать более 40 куб. м разлившейся нефти. При этом в окружном управлении Росприроднадзора ущерб от этой аварии оценили в 7 млн руб.

Еще одной важной причиной, приводящей к серьезным авариям, является механическое повреждение трубы. Чаще всего это происходит из-за так называемых несанкционированных врезок, когда мошенники пытаются украсть нефть у государства или частных компаний и использовать ее для производства нефтепродуктов в кустарных условиях. Однако и здесь существует своя специфика. Большинство несанкционированных врезок приходится все же на нефтепродуктопроводы. Понятно, что воровать уже готовую качественную продукцию значительно выгоднее, чем неподготовленное сырье.

					Практическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

По данным руководителя энергетической программы Greenpeace, при попадании в почву всего лишь 1 кубометра нефти потенциально возможная площадь загрязнения поверхностного слоя грунтовых вод может составить более 5 тыс. кв. м. Но, к сожалению, систематических данных о загрязнении подземных вод немного. Имеются данные, свидетельствующие, в частности, что в подземных водах Среднеобской нефтегазоносной провинции (Западная Сибирь) в концентрациях, превышающих допустимые, обнаружены нефть и нефтепродукты, фенолы и другие поллютанты, характерные для нефтедобывающего производства. [21]

Проведенные исследования выявили, что у жителей, вынужденных контактировать с нефтепродуктами, выброшенными в окружающую среду, наблюдается резкий рост заболеваемости. В основном это инфекционные болезни, "прилипающие" к людям из-за ослабления иммунитета, болезни органов дыхания и нервной системы.

Наиболее уязвимыми являются питьевая вода и продукты питания, загрязняемые углеводородами еще на стадии производства - прямое следствие бедственного состояния почвенно-грунтовых подземных вод в регионах нефтедобычи. Как отмечают эксперты, самый неблагоприятный район - Нижневартовский, количество случаев в нем только онкологических заболеваний в 2-3 раза выше, чем во всей остальной России.

Разливы нефти на воде приводят к гибели рыбы, а также морских животных, включая китов и дельфинов. Нефть является смертельной не только для рыб и других морских обитателей, но и для птиц, гнездящихся у воды. Известный факт: для того чтобы отмыть только одну птицу, покрытую нефтяной пленкой, требуются два человека, 45 минут времени и 1,1 тыс. л чистой воды, как подчитали в свое время экологи из Greenpeace.

Основными причинами загрязнения почв нефтепродуктами, по словам главы Минприроды России, являлись износ оборудования, аварии на транспорте и несанкционированные врезки. По данным Росприроднадзора, ежегодно в окружающую среду попадает до 10 тыс. тонн нефти.

					Практическая часть	Лист
						12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Общая протяженность нефтепродуктопроводов в России составляет 62 тыс. км, магистральных газопроводов - 149 тыс. км. Только по Самарской области, общей площадью 56,3 тыс. км², проходит 2,5 тыс. км магистральных и подводных нефтепроводов и 2,4 тыс. км газопроводов, где ежегодно отмечается до 4 тыс. прорывов нефтепроводов и загрязнение нефтью до 190 га земель. Особенно опасны разливы нефти при авариях на нефтеналивных судах.

На сегодняшний день наиболее эффективным и экономически выгодным методом обследования нефте- и газотрубопроводов является применение беспилотных летательных аппаратов. БПЛА в режиме реального времени получают качественные изображения, позволяющие обнаруживать нефтяные разливы, выявлять акты несанкционированной деятельности (свалки, врезки, проведение работ в охраняемых зонах и т.д.). Аэрофотоснимки, полученные с борта БПЛА, позволяют анализировать и оценивать техническое состояние трубопроводов и околотрубного пространства, а впоследствии служат основой для создания цифровых карт местности.

Среди основных задач, решаемых с помощью БПЛА ZALA , можно выделить следующие [24]:

- Регулярный мониторинг трубопроводов, в том числе обследование участков перехода через водные преграды и железнодорожные переходы;
- Обследование околотрубного пространства;
- Оперативное обнаружение разливов нефти;
- Поддержание надежности работы напорных трубопроводов;
- Выявление несанкционированного отбора нефти из трубопроводных магистралей;
- Обнаружение посторонних лиц в охраняемых зонах;
- Контроль за проведением работ на объектах;
- Оценка технического состояния трубопроводов, обнаружение повреждений;

					Практическая часть	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- В случае необходимости БПЛА ZALA могут использоваться для мониторинга аварийных и нештатных ситуаций, а также для координации наземных групп, исключая при этом риск нахождения людей на месте происшествия;

- Координация действий наземных групп в случае возникновения ЧС.

Контроль состояния изоляционного покрытия действующих сооружений должен проводиться не реже 1 раза в два года путем электрических измерений на сооружениях. При этом следует проводить следующие работы [25]:

а) поиск повреждений изоляции методом выносного неполяризуемого электрода и приборами — искателями повреждений;

б) измерение переходного сопротивления;

в) определение плотности защитного тока; а также следующих параметров при визуальных наблюдениях и инструментальных измерениях в контрольных шурфах: сплошности покрытия, наличия прилипаемости, хрупкости и толщины покрытия, наличия складок и т.д.

Ремонт повреждений в покрытиях должен проводиться в соответствии с требованиями, утвержденными в установленном порядке. Защитное покрытие на отремонтированных участках должно удовлетворять требованиям, предъявляемым к основному покрытию сооружения.

После введения мероприятий по защите от коррозий нефтепровода, через 3 месяца на защитном покрытии значительные повреждения от коррозии – не наблюдается.

Дефекты от коррозии снизился – это подтверждается при диагностике дефектоскопом.

					Практическая часть	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Глава 4. Социальный аспект

Исходные данные:

1. Нефтепровод АО «Транснефть» Томская область на предмет возникновения:

Вредные проявления факторов производственной среды:

Магистральные нефтепроводные комплексы являются потенциально опасными в экологическом отношении, поскольку их явные и скрытые отказы оказывают резко негативное воздействие на основные компоненты окружающей среды (воздух, воду, почву, растительный, животный мир и человека). Так, при растекании нефти по дневной поверхности в результате утечки из нефтепровода загрязняется почвенно-растительный комплекс, при этом растительный покров уничтожается, что может привести к смене пастбищ животными или путей их миграции. [25]

Опасные проявления факторов производственной среды:

Самовозгорание или сжигание разлившейся нефти с целью удаления её с поверхности земли загрязняет приземный слой атмосферы. Стеkanie нефти в пониженные участки местности, сопровождающееся инфильтрацией её в грунтовую среду, способствует загрязнению подземных вод, рек и водоёмов.

Чрезвычайные ситуации[16]:

Воздействие трубопроводов на природу в эксплуатационный период заключается в выходе перекачиваемого продукта из трубопровода вследствие нарушения его герметичности.

В предаварийном состоянии находятся промысловые трубопроводные системы большинства нефтедобывающих предприятий России.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии			
Разраб.		Петровский С.			Глава 4. Социальный аспект	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С.П.					1	6
Консульт.		Гуляев М.В.				ТПУ, кафедра ТХНГ гр.3-2Б21		
ИоЗав.Каф.		Бурков П.В.						

15% — природные явления и форс-мажорные обстоятельства.

В течение всего срока эксплуатации трубопроводы испытывают динамические нагрузки. Они возникают при работе нагнетательных установок, срабатывании запорной трубопроводной арматуры, случайно возникают при ошибочных действиях обслуживающего персонала, аварийных отключениях электропитания, ложных срабатываниях технологических защит и т.п.

Техническое же состояние эксплуатируемых по 20-30 лет трубопроводных систем оставляет желать лучшего. Замена изношенного оборудования и трубопроводной арматуры в последние 10 лет ведется крайне низкими темпами. Именно поэтому наблюдается устойчивая тенденция увеличения аварийности на трубопроводном транспорте на 7-9% в год, о чем свидетельствуют ежегодные Государственные доклады «О состоянии окружающей природной среды и промышленной опасности Российской Федерации». [26]

Участились аварии на трубопроводах, сопровождающиеся большими потерями природных ресурсов и широкомасштабным загрязнением окружающей среды. По официальным данным только потери нефти из-за аварий на магистральных нефтепроводах превышают 1 млн тонн в год и это без учета потерь при прорывах внутрипромысловых трубопроводов.

По не официальным данным только потери нефти из-за аварий на магистральных нефтепроводах превышают 1 млн тонн в год и это без учета потерь при прорывах внутрипромысловых трубопроводов.

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов:

1. Анализ выявленных вредных факторов на нефтепроводе:

Физико-химическая природа вредности на нефтепроводе:

Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность оказывает существенное воздействие на окружающую среду. Отбор нефти из недр Земли и закачка воды в скважину влияют на состояние массивов пород.

										Социальный аспект	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							3

Поскольку большинство месторождений расположено в зонах тектонических разломов и сдвигов, то такого рода воздействия на местность могут привести к оседанию земной поверхности и даже к землетрясениям.

Разливаясь, нефть загрязняет почву и воды. Требуется огромные усилия, чтобы ликвидировать наносимый природе ущерб. Разлив особенно опасен на шельфе, поскольку нефть очень быстро распространяется по поверхности моря, при больших выбросах заполняет водяную толщу, делая ее непригодной для жизни. Сжигание трудно транспортируемого попутного газа на местах нефтедобычи ведет к выбросам большого количества парниковых газов в атмосферу.

Действие фактора на организм человека: при попадании паров нефти в организм человека приводит к нарушениям обменных процессов и сильной интоксикации организма.

Допустимые нормы вредных факторов на нефтепромышленном комплексе:

При перекачке и отборе проб нефть относят к 3-му классу опасности (предельно допустимая концентрация аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны - не более 10 мг/м^3), при хранении и лабораторных испытаниях - к 4-му классу опасности (предельно допустимая концентрация по углеводородам алифатическим предельным C_1-C_{10} в пересчете на углерод - не более $900/300 \text{ мг/м}^3$). Нефть, содержащую сероводород (дигидросульфид) с массовой долей более 20 млн^{-1} , считают сероводородсодержащей и относят ко 2-му классу опасности. Предельно допустимая концентрация сероводорода (дигидросульфида) в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м^3 , сероводорода (дигидросульфида) в смеси с углеводородами C_1-C_5 - не более 3 мг/м^3 .

Средства защиты: Для защиты органов дыхания от воздействия паров нефти применяются фильтрующие противогазы.

2. Анализ выявленных опасных факторов:

					Социальный аспект	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

механические опасности: повреждение нефтепровода и узлов в результате образования коррозии;

термические опасности: ожоги;

электробезопасность: удар током при работе с катодными станциями (необходимо соблюдать электробезопасность);

пожаровзрывобезопасность: при концентрации паров нефти в воздухе от 1,1 % до 6,4 % и при наличии источника возгорания происходит взрыв (соблюдать правила пожарной безопасности).

3. Экологическая безопасность:

анализ воздействия объекта на атмосферу: выбросы паров нефти и нефтепродуктов приводят к загрязнению воздушных масс, что приводит к разрушению озона;

анализ воздействия объекта на гидросферу: нефть и нефтепродукты при попадании в водные объекты, приводит к вымиранию живых организмов и вымиранию биомассы;

анализ воздействия объекта на литосферу: снижение продуктивности грунта;

разработка решения по обеспечению экологической безопасности: введение нормативов по снижению выбросов нефтепродуктов и паров нефти.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

перечень возможных ЧС на объекте: вытекание нефти, пожар, взрыв;

выбор наиболее типичной ЧС: в нашем проекте рассматриваем вытекание нефти;

разработка превентивных мер по предупреждению ЧС: комплексная противокоррозионная защита;

разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС: ежемесячная диагностика состояния нефтепровода.

5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

					Социальный аспект	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

Специальные: соблюдение государственных нормативов по безопасности труда на нефтепромышленных объектах;

организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:
разработка инструкций по охране труда.

					Социальный аспект	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

В основе любого экономического развития лежат три фактора экономического роста: трудовые ресурсы, средства производства, природные ресурсы. В последнее время экологическому фактору стало уделяться большее внимание. Из-за аварий нефтепроводов в России ежегодно разливается 5–7% добытой нефти, или 15–20 млн. т. Суммарная оценка прямых потерь нефти составляет в среднем около 2 млрд. долл.

Безусловно, экологический ущерб от таких инцидентов многократно превосходит прямые потери. Утечки нефти при незначительных сквозных повреждениях (с условным диаметром дефекта не более 1,5 мм) могут существовать длительное время, оставаясь необнаруженными, и потери нефти от них нередко соизмеримы с крупными аварийными потерями. Кроме того, при утечках загрязняется почва, грунтовые воды и водоёмы, а при испарении части углеводородов нефти – атмосфера. Поэтому борьба с потерями – это чрезвычайно важная и актуальная задача.

Под эколого-экономическим ущербом понимается денежная оценка негативных изменений в окружающей среде в результате её загрязнения, в качестве и количестве природных ресурсов, а также последствий таких изменений.

Экономическая оценка ущерба от загрязнения окружающей природной среды складывается из следующих затрат: дополнительных затрат общества в связи с изменениями в окружающей природной среде; затрат на возвращение окружающей природной среды в прежнее состояние; дополнительных затрат будущего общества в связи с безвозвратным изъятием части дефицитных ресурсов. [27]

					<i>Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Петровский С</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С.П.</i>				<i>1</i>	<i>3</i>
<i>Консульт.</i>		<i>Белозерцева О</i>			ТГУ, кафедра ТХНГ гр.3-2Б21		
<i>Иозав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					
					<i>Глава 5. Экономическое обоснование с расчетами</i>		

Экономическая оценка ущерба от загрязнения окружающей среды рассчитывается по видам загрязнений: ущерб от загрязнения земель, ущерб от загрязнения атмосферного воздуха, ущерб от загрязнения водной среды.

1.Экономическая оценка ущерба от загрязнения земель:

В соответствии с нормативным документом, ущерб УЗ от загрязнения земель нефтью определяется по формуле

$$Уз=Нс \cdot F_{гр} \cdot K_{п} \cdot K_{в} \cdot K_{э}(i) \cdot K_{г}, \quad (5.1)$$

где Нс – норматив стоимости сельскохозяйственных земель, равный 147 тыс. руб./чел.

$F_{гр}$ – площадь нефте-насыщенного грунта, м²;

$K_{п}$ – коэффициент пересчёта в зависимости от периода времени по восстановлению загрязнённых сельскохозяйственных земель при продолжительности периода восстановления 3 года $K_{п}$ принимаем равным 2,5;

$K_{в}$ – коэффициент пересчёта в зависимости от степени загрязнения земель нефтью. Принимаем степень загрязнения земель – сильная, что соответствует уровню загрязнения равному 4, тогда $K_{в} = 1,5$;

$K_{э}(i)$ – коэффициент экономической ситуации и экономической значимости территории i–го экономического района. Принимаем $K_{э} = 1,7$;

$K_{г}$ – коэффициент пересчёта в зависимости от глубины загрязнения земель.

Из исходных данных известно, что глубина пропитки $h_{ср} = 0,05$ м, в соответствии с этим $K_{г} = 1,0$.

$$Уз= 147 \cdot 40000 \cdot 2,5 \cdot 1,5 \cdot 1,7 \cdot 1 = 37485 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на внедрение проекта:

затраты на покупку катодных станций марки КСС-3000Р-48/96 – 10 млн 080 тыс. руб.;

внедрение протекторной защиты 10 млн. руб.

2.Основные экономические показатели проекта:

Затраты на экологию 37 млн. 485 тыс. руб. в год.

					Экономическое обоснование с расчетами	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рентабельность проектных решений определяют по формуле:

$$P = \frac{Ц - К}{К} \cdot 100\%$$

где Ц – стоимость экологических затрат, которые устраняются в ходе мероприятий, руб.;

К – капиталовложения, руб.

$$P = \frac{37485 - 20080}{20080} \cdot 100\% = 86,7\%.$$

3. Оценка экономической эффективности:

Срок окупаемости проекта:

$$T = \frac{K}{\Pi_{\text{чист}}} \text{ лет}$$

где К - суммарные инвестиции в проект.

$\Pi_{\text{чист}}$ – затраты на экологию.

$$T = \frac{20080}{37485} = 0,6$$

Все основные технико-экономические показатели показаны табл. 5.1.

Таблица 5.1 – Основные технико-экономические показатели

Наименование	Сумма, руб.
Проектные капиталовложения	20 080 000
Суммарные затраты на экологию	37 485 000
Затраты на покупку станции КСС	10 080 000
Протекторная защита	10 000 000
Рентабельность	86,7%
Срок окупаемости	6 месяцев

Срок окупаемости проектных решений по защите нефтепровода от коррозии, составляет 6 месяцев.

Как видно из табл. 5.1, проектные решения полностью обоснованы.

Заключение

Причиной возникновения ржавчины и коррозии на стальных резервуарах может стать неподходящий состав протекающей по ним жидкости, неправильное сочетание различных металлов, а также недостаточная борьба с коррозией и плохо подобранные способы протекции.

Опасность коррозии заключается в том, что она может стать причиной течи трубопроводов. Выполнить ремонт труб, после повреждения можно только используя сварку.

Коррозия стальных подземных труб представляет собой явление, основной причиной которого можно назвать реакции электрохимического окисления металлов от их постоянного взаимодействия с влагой.

В результате таких реакций, состав металла меняется на ионном уровне, покрывается ржавчиной, распадается и просто пропадает с поверхности. На процесс окисления может оказывать влияние характер жидкости, которая течет по подземному трубопроводу отопления или свойства среды, в которых он расположен. Именно по этой причине, выбирая подходящие средства для борьбы с ржавчиной необходимо учитывать все особенности, предшествовавшие ее возникновению. В противном случае, ремонт при помощи сварки неизбежен. [27]

На сегодняшний день существует несколько различных методов для обработки подземных труб отопления от ржавчины и коррозии. Все они основаны на принципе специальной обработки, в процессе которой металл, из которого сделаны резервуары, вступает в реакцию с вводимыми веществами и растворами.

					<i>Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петровский С.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С.П.</i>					1	2
<i>Консульт.</i>						ТГУ, кафедра ТХНГ гр.3-2Б21		
<i>ИоЗав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

В результате таких действий образуется специальная пленка, которая и обеспечивает защиту.

Цель ВКР – было анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов при их защите от коррозии.

Объектом исследования в данном проекте выступает предприятие "Транснефть" Томская область.

А предметом исследования дипломного проекта нефтепровод предприятия "Транснефть" Томская область.

В ходе выполнения дипломного проекта, выполнили следующие задачи:

- изучены теоретических данных о коррозии трубопроводов: виды коррозий нефтепровода;
- проведен анализа эксплуатационных характеристик нефтепровода на предприятии "Транснефть" Томская область;
- анализировано состояние и эксплуатационные характеристики нефтепровода;
- анализировано состояние нефтепровода с точки зрения появления коррозии;
- провели выбор комплекса мер по коррозионной защите нефтепровода;
- провели расчет экономического обоснования комплекса мер.

					Заключение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		2

Список литературы

1. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. М., 1976.
2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. СПб.: Недра, 2008. - 488 с.
3. Мустафин Ф.М., Кузнецов М.в., Быков Л.И. Защита от коррозии. Т. 1. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2004. - 806 с.
4. Нефтегазовое строительство / Под ред. И.И. Мазура, В.Д. Шапиро. М.: Недра, 2005. - 790 с.
5. Семенова И.В., Флорианович Г.М., Хорошилов А.В. Коррозия и защита от коррозии. М., 2006. - 306 с.
6. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. М.:Инфра-Инженерия, 2006. - 928 с.
7. Балабан-Ирменин Ю. В., Липовских В. М. Рубашов А. М. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей // М. : Энергоатомиздат. 1999.
8. Пакшин А. В., Родичев Л. В. Протяженность и ресурсосбережение при применении теплопроводов в ППУ-изоляции. Информац. бюл. «Теплоэнергоэффективные технологии». Доп. вып. СПб. 1996. С. 12.
9. Анциферов С. А., Филенков В. М. Влияние нефтепродуктов на коррозионную активность грунта // Вестник НГИЭИ. № 12 (43). 2014. С. 9–13.
10. Алмаев А. Ю., Лушкин И. А. Использование солнечной энергии для теплоснабжения систем горячего водоснабжения в индивидуальном жилищном строительстве // Вестник НГИЭИ. № 12 (43). 2014. С. 5–9.

					<i>Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Петровский С.</i>			<i>Список литературы</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С.П.</i>					<i>1</i>	<i>3</i>
<i>Консульт.</i>						ТГУ, кафедра ТХНГ гр.3-2Б21		
<i>Иозав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

11. Чапаев Д. Б., Толстоухов В. И., Басин А. С. Состояние и проблемы систем теплоснабжения Новокузнецка // Труды НГАСУ : Т. 2. Новосибирск: НГАСУ, 2001. С. 73–80.

12. Чапаев Д. Б. Учет коррозии при прогнозировании срока службы тепловых сетей // Наука и молодежь: проблемы, поиски, решения: Труды региональной научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых; СибТИУ. Новокузнецк, 2001. С. 390–392.

13. Филенков В. М., Брянцев С. О. Влияние электрохимических факторов на продолжительность работы скважины // Сборник трудов III Всероссийской научно-практической конференции «Градостроительство, реконструкция и инженерное обеспечение устойчивого развития городов Поволжья». Тольятти, ТГУ, 2012. С. 225–230.

14. Ивакина А. А., Чапаев Д. Б. Пример расчета скорости внутренней равномерной коррозии городских теплопроводов, протекающей с кислородной деполяризацией // Наука и молодежь: проблемы, поиски, решения. Труды Всероссийской научной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Под общей редакцией профессора М. В. Темлянцева. Новокузнецк. 2014. С. 161–164.

15. Чапаев Д. Б., Оленников А. А. Расчет скорости внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей из углеродистых сталей // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. 2012. № 4. С. 33–36.

16. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

17. ГОСТ Р 52568-2006 Трубы стальные с защитными наружными покрытиями для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

18. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

19. РД 04-355-00 Методические рекомендации по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах.

					Список литературы	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

20. РД-19.100.00-КТН-001-10 Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов.

21. РД-23.040.00-КТН-090-07. Классификация дефектов и методы ремонта дефектов и дефектных секций действующих магистральных нефтепроводов.

22. РД-23.040.00-КТН-189-09. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов на соответствие требованиям нормативно-технических документов.

23. РД-91.020.00-КТН-149-06. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС.

24. ОР-75.200.00-КТН-402-09. Регламент технической эксплуатации переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды.

25. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ.

26. ВСН 39-1.10-001-99 инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композиционными материалами.

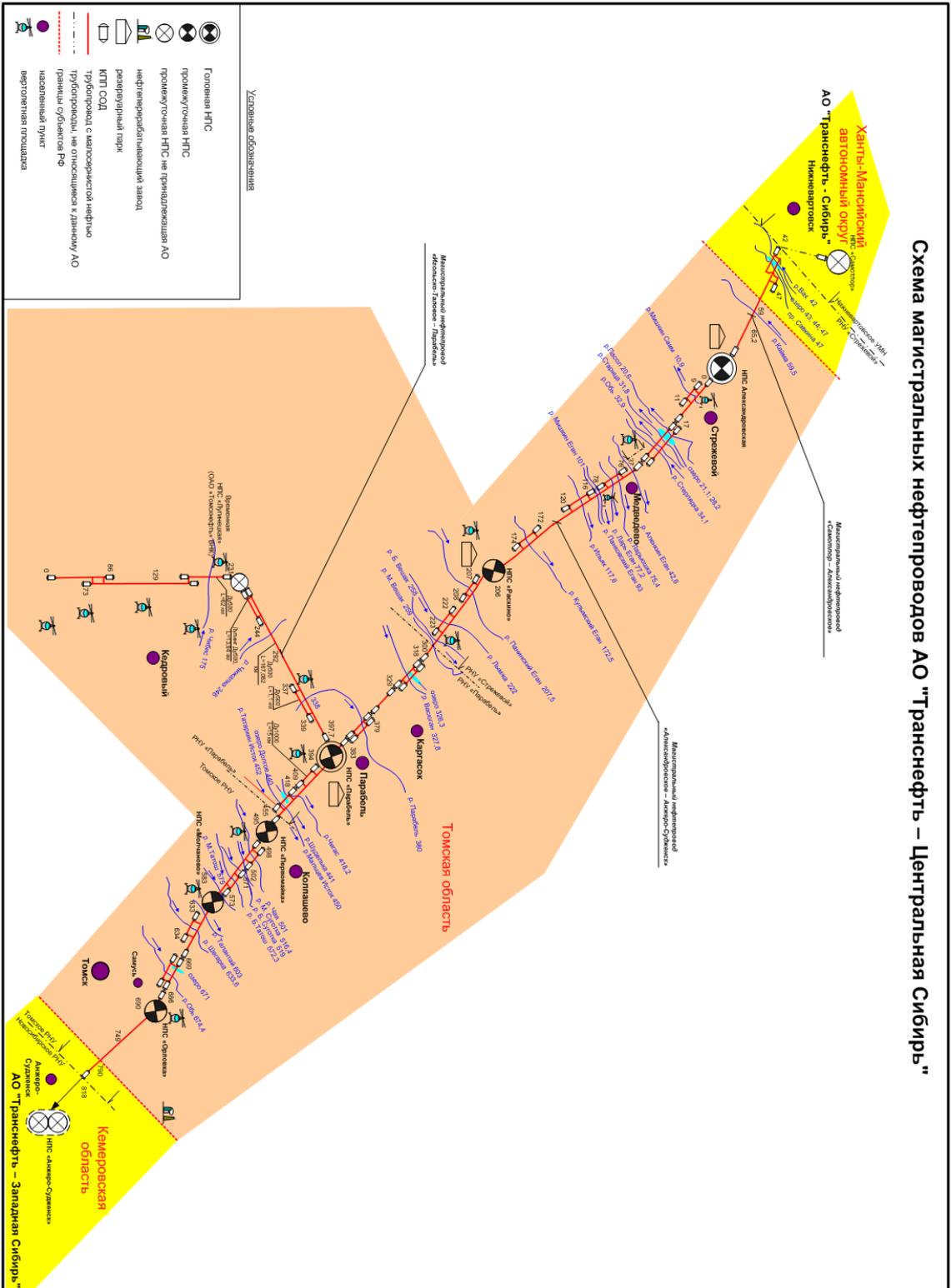
27. РД 12-411-01 Инструкция по защите городских подземных трубопроводов от электрохимической коррозии.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		3

Приложения

Приложение А

Схема магистральных нефтепроводов АО "Транснефть – Центральная Сибирь"



Анализ комплекса мер повышения надежности нефтепроводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Петровский С.					
Руковод.		Буркова С.П.				1	1
Консульт.					ТПУ, кафедра ТХНГ гр.3-2Б21		
Иозав.Каф.		Бурков П.В.					

Приложение