

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов»

УДК 622.692.4:699.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2ББА	Чечушков Л. А.		10.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чухарева Н. В.	к.х.н, доцент		10.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена. Игоревна	к.э.н		10.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОДД	Гуляев Милий Всеволодович			10.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н		10.06.2021

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1,ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-e).</i>
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14),требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ 9.12.2020 Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2ББА	Чечушкову Леониду Алексеевичу

Тема работы:

«Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов»		
<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 60%;">Утверждена приказом директора (дата, номер)</td> <td style="width: 40%;">05.02.2021 №36-77/с</td> </tr> </table>	Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 №36-77/с
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.02.2021 №36-77/с	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

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>Нефтепровод АО «Транснефть-Центральная Сибирь», Томская область. Перекачиваемая среда: нефть</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>Провести аналитический обзор применения ультразвуковых систем для диагностирования нефтепроводов. Ознакомиться с методами ультразвукового контроля и приборами для определения коррозионного состояния нефтепроводов. Рассмотреть и проанализировать методы расчета коррозионных характеристик трубопровода. Выполнить технологические расчеты коррозии и остаточного ресурса нефтепровода. Рассчитать затраты на выполнение диагностирования трубопровода.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Схемы 2. Изображения 3. Графики</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Елена Игоревна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.01.2021</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Чухарева Н.В.</p>	<p>к.х.н., доцент</p>		<p>14.01.2021</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2ББА</p>	<p>Чечушков Леонид Алексеевич</p>		<p>14.01.2021</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2ББА	Чечушкову Леониду Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проведения работ</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ</i>	<i>Смета затрат по анализу коррозионного состояния нефтепровода Планирование этапов работы, определение календарного графика и трудоемкости работы.</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Формирование сметы затрат по проведению работ по определению коррозионного состояния нефтепровода</i>

Перечень графического материала:

Линейный график выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Е. И.	к.э.н.		16.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2ББА	Чечушков Леонид Алексеевич		16.02.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2ББА	Чечушкову Леониду Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат/Специалитет	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<p>Объект исследования является Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепровода «Транснефть –Центральная Сибирь»</p> <p><u>Область применения:</u> поддержание длительного эксплуатационного ресурса трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов</p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Привести основные характерные правовые нормы трудового законодательства при эксплуатации КС и требования специальной оценки и компенсации за вредные условия труда.</p> <p>Определить организацию безопасного и эффективного ведения работ</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ опасных и вредных производственных факторов при эксплуатации исследуемого объекта; – обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов 	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные метеорологические условия; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - поражение электрическим током; - повышенные уровень шума и вибрации на рабочем месте; - оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; - повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, токсические вещества; - пожаровзрывоопасность на объектах.
<p>3. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Выполнить анализ и предложить мероприятия по уменьшению воздействия выполняемых работах на:</p> <ul style="list-style-type: none"> – атмосферу, – гидросферу – литосферу <p>Решение по обеспечению экологической безопасности.</p>

<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при работе на компрессорной станции; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения. Выбор наиболее типичной ЧС. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий. Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	17.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			17.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Чечушков Леонид Алексеевич		17.02.2021

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (бакалавриат) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Уровень образования бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи слушателем выполненной работы: 31.05.2021 г.

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
14.01.2021	<i>Введение</i>	5
28.01.2021	<i>Технологии коррозионного мониторинга линейной части магистральных нефтепроводов</i>	15
05.02.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	8
20.02.2021	<i>Анализ ультразвуковых методов определения коррозионного состояния нефтепроводов</i>	5
28.02.2021	<i>Ультразвуковая дефектоскопия трубопроводов</i>	6
04.03.2021	<i>Приборы для ультразвуковой диагностики</i>	5
21.03.2021	<i>Выполнение замеров толщины стенок нефтепровода</i>	8
12.04.2021	<i>Расчетная Часть</i>	15
11.05.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	9
11.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	9
17.05.2021	<i>Заключение</i>	6
31.05.2021	<i>Презентация</i>	9
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чухарева Н.В.	к.х.н.		10.01.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В	к.п.н.		10.01.2021

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Термины и определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Толщинометрия – основной метод, применяемый с целью оценки фактического значения толщины стенок элементов конструкций способом однократных измерений в местах, недоступных для измерения толщины механическим измерительным инструментом.

Коррозия – самопроизвольное разрушение металлов и сплавов в результате химического, электрохимического или физико-химического взаимодействия с окружающей средой

Скорость коррозии – коррозионные потери единицы поверхности металла в единицу времени

Диагностика трубопровода – под диагностикой понимается получение и обработка информации о состоянии технических систем в целях обнаружения их неисправностей, выявления тех элементов, ненормальное функционирование которых может привести к возникновению неисправности

Сканирование – применяется для исследования состояния трубопроводов и резервуаров с целью поиска механических дефектов и следов коррозии.

Дефект – это отклонение геометрического параметра трубы, сварного шва, качества материала трубы, не соответствующее требованиям действующих нормативных документов, возникающее при изготовлении трубы, строительстве или эксплуатации трубопровода, а также недопустимые конструктивные элементы и соединительные детали, установленные на магистральные трубопроводы и обнаруживаемые внутритрубной диагностикой, визуальным или приборным контролем.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	Определения, обозначения, сокращения	Литера	Лист	Листов
Разраб.	Чечушков Л.А.					ДР	1	95
Руковод.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Консульт.								
Зав. каф								

Дефектоскопия – обобщенное название методов неразрушающего контроля, используемых для обнаружения нарушений структуры, химического состава и других дефектов в изделиях и материалах.

Остаточный ресурс трубопровода - время эксплуатации **трубопровода** с момента текущего диагностирования до перехода в предельное состояние

Сокращения:

УЗТ — ультразвуковая толщинометрия;

УЗК — ультразвуковой контроль;

УЗД — ультразвуковая диагностика;

НПС – насосно-перекачивающая станция

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения

ГОСТ 25.504-82 Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости

РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа

ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007–76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ. О специальной оценке условий труда

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 93 с., 30 рис., 16 табл., 31 источников.

Ключевые слова: нефть, насосно-перекачивающая станция, ультразвуковая толщинометрия, толщина стенки, диагностика, магистральный трубопровод, ультразвуковой толщиномер, эксплуатация, безопасность, остаточный ресурс трубопровода, минимальная толщина стенки, отбраковочная толщина.

Объектом исследования является: магистральный нефтепровод

Цель работы: Разработка мероприятий для обеспечения коррозионного контроля магистрального нефтепровода.

В процессе исследования были проведены: аналитический обзор применения ультразвуковых систем для диагностирования нефтепроводов; знакомство с методами ультразвукового контроля и приборами для определения коррозионного состояния нефтепроводов; рассмотрены и проанализированы методы расчета коррозионных характеристик трубопровода; выполнены технологические расчеты коррозии и остаточного ресурса нефтепровода; рассчитаны затраты на выполнение диагностирования трубопровода.

В результате исследования: на основании протокола ультразвуковой толщинометрии рассчитана скорость коррозии и остаточный ресурс нефтепровода.

Область применения: магистральные трубопроводы для перекачивания нефти.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	Определения, обозначения, сокращения	Литера	Лист	Листов
Разраб.						ДР	4	95
Руковод.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Консульт.								
Зав. каф								

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ТЕХНОЛОГИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ.....	10
1.1 Общее представление о коррозии	10
1.2 Мероприятия по защите от коррозии	15
1.3 Технологии контроля коррозионного состояния трубопроводов	18
1.3.1 По данным фактических измерений толщины стенок	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.2 Гравиметрический способ	Ошибка! Закладка не определена.
1.3.3 Метод электрического сопротивления ER	20
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	22
2.1 Характеристика нефтепровода	22
2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ	23
2.3 Климатическая характеристика района работ	25
2.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ	27
2.5 Краткая экономическая характеристика района работ	28
2.6 Характеристика предприятия ОА «Транснефть-Центральная Сибирь»	29
2.6.1 Структура ПАО «Транснефть»	29
2.6.2 Структура компании АО «Транснефть-Центральная Сибирь».....	31
3 ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	33
3.1 Анализ ультразвуковых методов определения коррозионного состояния нефтепроводов	33
3.2 Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ)	35
3.3 Ультразвуковая дефектоскопия трубопроводов (УЗД)	39
3.4 Ультразвуковой контроль сварных соединений.....	40
3.5 Приборы для ультразвуковой диагностики	44
3.5.1 Ультразвуковые толщиномеры	44
3.5.2 Ультразвуковые дефектоскопы	46

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов		
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	Определения, обозначения, сокращения		
Разраб.		Чечушков Л.А.					
Руковод.					Литера	Лист	Листов
Консульт.					ДР	5	95
					ТПУ гр 3-2Б6А		

4	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	50
4.1	Толщиномер ультразвуковой А1209	50
4.2	Инструкция по использованию толщиномера А1209.....	52
4.3	Выполнение замеров толщины стенок трубопровода	54
4.1.1	Замеры на прямолинейной части нефтепровода.....	54
4.1.2	Замеры на отводах.....	55
4.1.3	Замеры на переходах.....	55
5	РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	57
5.1	Методика расчета скорости коррозии	57
5.1.1	По результатам ультразвуковой толщинометрии.....	57
5.1.2	По результатам гравиметрического метода	58
5.1.3	По методу электрического сопротивления ER.....	59
5.2	Расчет остаточного ресурса нефтепровода.....	61
5.3	Оформление заключения	62
5.4	Обработка результатов толщинометрии (заключение № 20)	64
6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	66
6.1	Технико-экономическое обоснование проведения работ.....	66
6.2	Разработка графика выполнения диагностирования	67
6.3	Затраты на оборудование	68
6.4	Затраты на материалы и комплектующие	69
6.5	Затраты на оплату труда	69
6.6	Затраты на страховые взносы и амортизацию основных средств	70
6.7	Затраты на накладные и прочие расходы.....	71
6.8	Сводная смета затрат.....	71
7	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
7.1	Введение	73
7.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на НПС	73
7.3	Производственная безопасность	75

7.4 Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению их воздействия.....	76
7.4.1 Неудовлетворительные метеорологические условия.....	76
7.4.2 Недостаточная освещенность	78
7.4.3 Поражение электрическим током.....	78
7.4.4 Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте	79
7.4.5 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.....	81
7.4.6 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, токсические вещества	81
7.4.7 Пожаровзрывоопасность на объектах.....	82
7.5 Экологическая безопасность	84
7.5.1 Воздействие на литосферу	84
7.5.2 Воздействие на гидросферу	85
7.5.3 Воздействие на атмосферу	85
7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	92

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Оптимальная пропускная способность нефтепровода очень важна. Чтобы поддерживать ее на надлежащем уровне, требуется регулярно проводить диагностику труб на предмет появления в них дефектов. Несложная и сравнительно недорогие выполненные работы приносят массу положительных результатов, одним из которых является существенное увеличение эксплуатационного срока трубопровода. Также своевременная диагностика позволит избежать замены отдельных элементов системы или всего трубопровода.

Избежать появления большинства проблем и своевременно обнаружить уже образовавшийся дефект поможет своевременная диагностика с применением ультразвуковых методов.

Своевременная диагностика - это лучшее решение, чтобы избежать аварийной ситуации, после которой, вполне вероятно, понадобится большое вложение финансовых средств для ликвидации последствий [1].

Современное производство характеризуется большим количеством работающего оборудования, изготовленного из черных и цветных металлов. Со временем металлы подвергаются коррозии, вследствие чего происходит разрушение и, соответственно, развиваются чрезвычайные ситуации.

Экономический и экологический ущерб, наносимый коррозией, достигает значительных сумм. В Российской Федерации такие потери от коррозионных разрушений составляют до 12 % общей массы металлофонда [1].

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Разраб.		Чечушков Л.А.			ВВЕДЕНИЕ	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				ДР	8	93
Консульт.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Магистральные нефтепроводы эксплуатируются в условиях воздействия агрессивных коррозионных средств.

Анализ аварий и отказов, произошедших на оборудовании нефтегазовых систем, показал, что на долю коррозии приходится большая часть таких инцидентов.

Тема данной работы является актуальной, так как особенно в последнее время оценка коррозионного состояния приобрела большое значение в связи с выходом приказа № 330 Ростехнадзора «Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов [2].

Целью данной дипломной работы является ознакомление с ультразвуковыми методами оценки коррозионного состояния нефтепровода, принадлежащего [REDACTED]

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ТЕХНОЛОГИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.1. Общее представление о коррозии

Магистральные трубопроводы – самый лучший вид транспорта для доставки нефти и нефтепродуктов до потребителя. Практически все трубопроводы изготовлены из различных металлов. Основным недостатком металлов является коррозия - разрушение металла в коррозионной среде.

Важнейшим фактором снижения надежности промышленных трубопроводов является воздействие на внутреннюю поверхность трубопровода коррозионно-активных компонентов среды.

Коррозия – главная причина снижения ресурса для всего оборудования на нефтяных месторождениях. Более четверти поломок оборудования и, как следствие, возникновения аварий вызвано именно процессами коррозии [3].

Видов коррозии очень много, поэтому классифицировать виды коррозии можно по различным критериям.

Классификация видов коррозии представлена на рисунке 1 [4]:

- по механизму;
- по площади повреждения;
- по скорости распространения;
- по виду коррозионного повреждения.

Рассмотрим виды коррозии по виду разрушений:

а) коррозия пятнами (рисунок 2)

Коррозия пятнами относится к местной или локальной коррозии.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Разраб.		Чечушков Л.А.			1.ТЕХНОЛОГИИ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГО ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В				ДР	10	93
Консульт.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В						

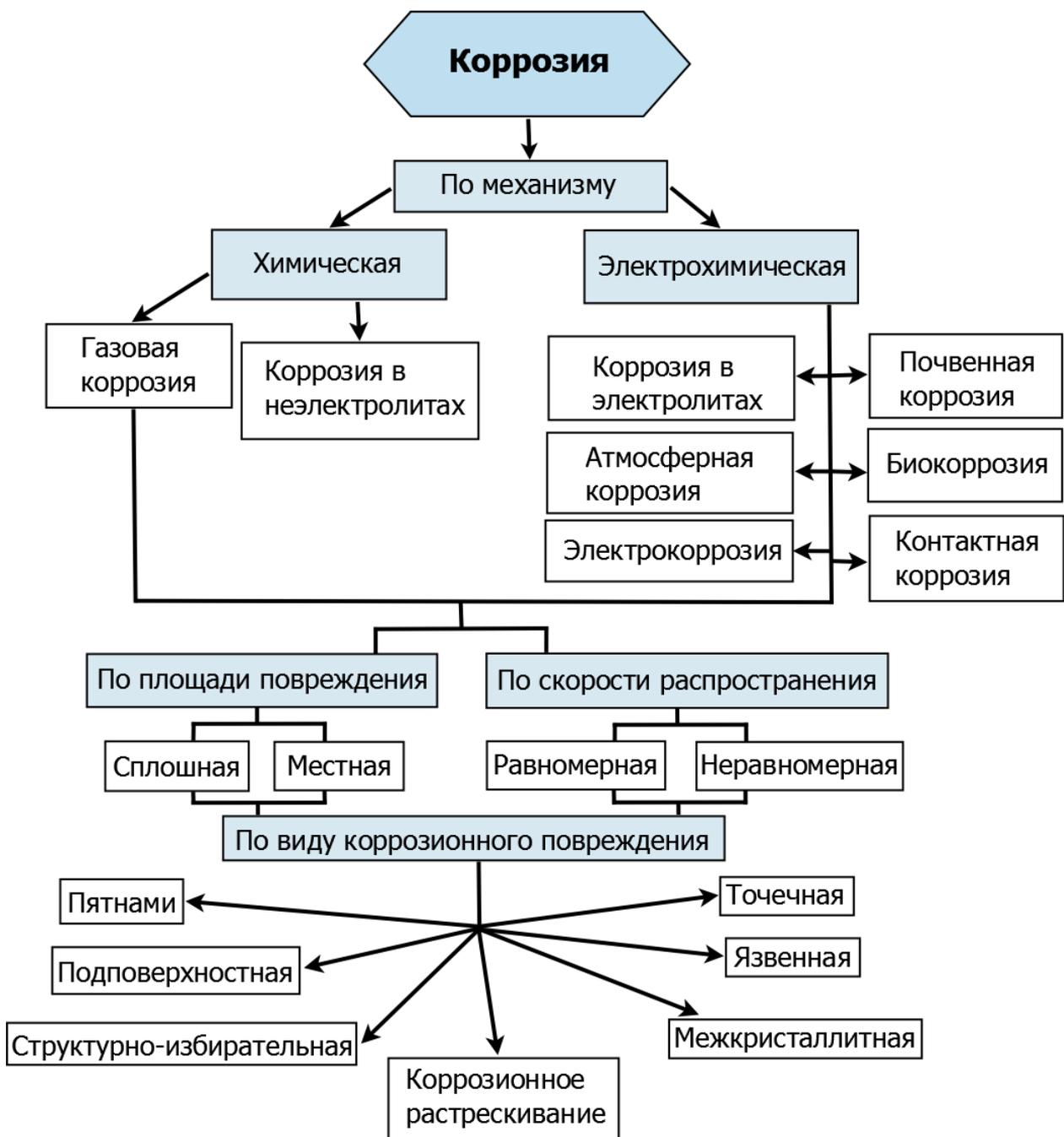


Рисунок 1 – Классификация видов коррозии

Это наиболее опасный вид коррозии, так как процесс разрушения металла локализован на ограниченной площади. При коррозии такого вида поверхность коррозионного пятна значительно превышает глубину проникновения дефекта.

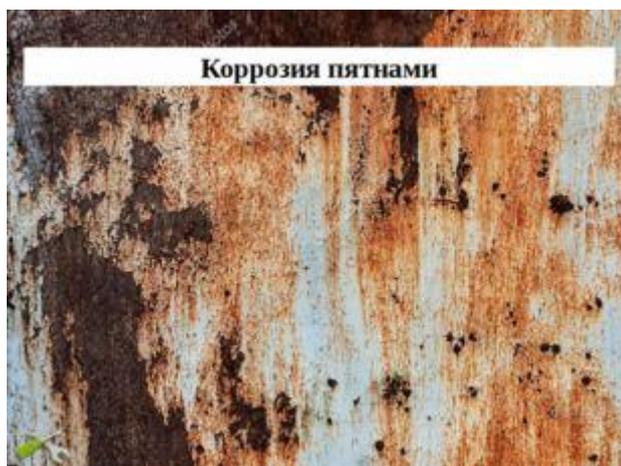


Рисунок 2 – Коррозия пятнами

б) язвенная пятнами (рисунок 3)

При язвенной коррозии, в отличие от коррозии пятнами, диаметр поражения сопоставим с глубиной дефекта. Опасность язвенной коррозии состоит в том, что при дефектоскопии пораженный участок может не попасть в область дефектоскопа. В этом случае коррозионные характеристики трубопровода будут рассчитаны неверно и, соответственно, неверным будет остаточный ресурс трубопровода.

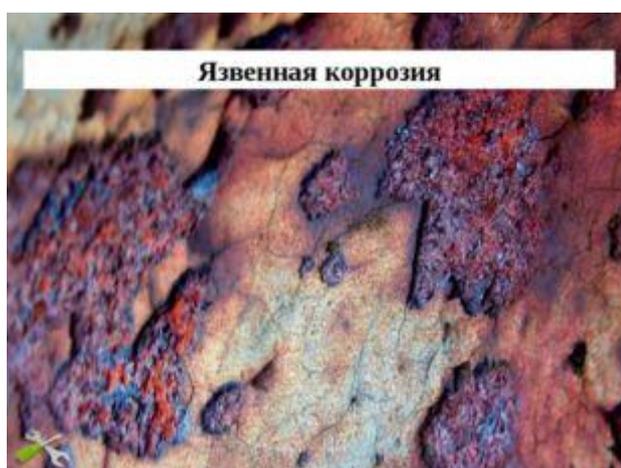


Рисунок 3 – Язвенная коррозия

в) точечная коррозия (рисунок 4)

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Точечная коррозия характеризуется образованием отдельных ямок (язв), диаметр и глубина которых зависят от характеристик металла, технологической среды и условий эксплуатации.

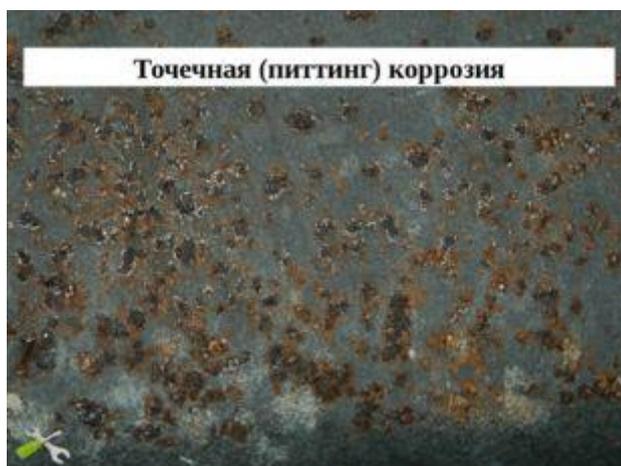


Рисунок 4 – Точечная (питтинг) коррозия

г) подповерхностная коррозия (рисунок 5)

Подповерхностная коррозия начинается в том случае, когда в некоторых местах на поверхности металла разрушилась защитная пленка или лаковое покрытие. Процесс коррозии локализован под поверхностью металла, из-за чего наблюдается расслоение металла и его вспучивание.



Рисунок 5 – Подповерхностная коррозия

д) межкристаллитная коррозия (рисунок 6)

Коррозионное разрушение металла происходит по границам кристаллитов. Коррозия протекает очень быстро и глубоко, вызывая катастрофическое разрушение.

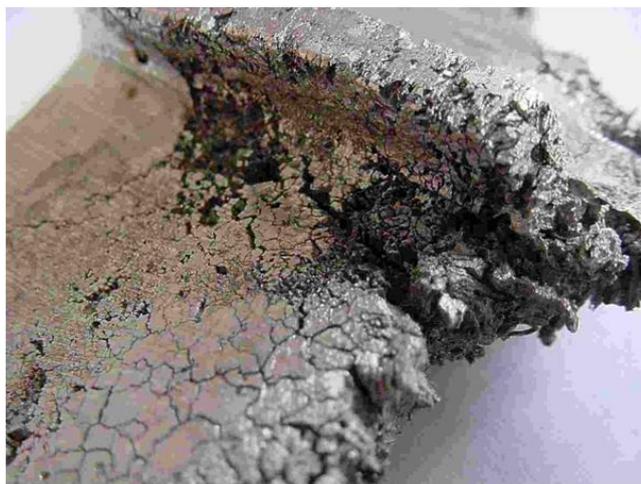


Рисунок 6 – Межкристаллическая коррозия

е) Структурно-избирательная коррозия (рисунок 7)

В результате процесса коррозии растворяется один или несколько компонентов сплава, после чего остается пористый остаток с сохраненной первоначальной формой, но потерявшим свои прочностные характеристики.

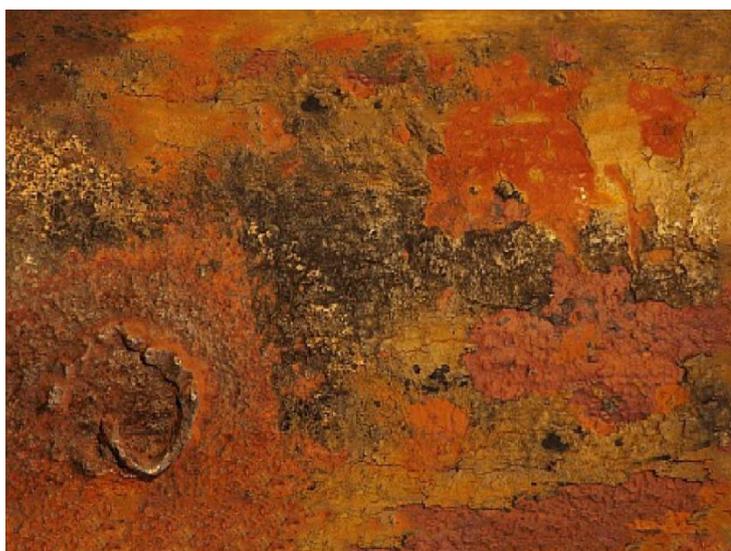


Рисунок 7 – Структурно-избирательная коррозия

ж) коррозионное растрескивание (рисунок 8)

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Коррозионное растрескивание происходит, когда металл подвергался постоянному растягивающему напряжению в коррозионно-агрессивной среде (например, такая коррозия может быть вызвано абсорбцией водорода, образовавшегося в процессе коррозии).



Рисунок 8 – Коррозионное растрескивание

1.2. Мероприятия по защите от коррозии

Учитывая информацию о видах коррозии и протекающих процессах при этом, можно сделать вывод о том, что протекание коррозии – процесс неизбежный.

Однако, если знать механизм процесса коррозии, то можно разработать мероприятия и предпринять все необходимые меры, чтобы обеспечить работоспособность трубопровода на долгое время.

Существует несколько методов, которыми можно затормозить протекание процессов коррозии [5]:

- изменение потенциала металла;
- пассивирование металла;
- изменение состава металла;
- изоляция поверхности металла от окислителя;
- снижение концентрации окислителя.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Выбор того или иного метода определяется при проектировании для каждого конкретного случая.

Все мероприятия по защите трубопровода от коррозии условно можно разделить на несколько групп [5]:

а) Нанесение защитных покрытий

Защитные покрытия – это дополнительно наносимые на металлическую поверхность слои, предохраняющие металл от коррозии. Выбор конкретного вида покрытия производится в зависимости от технологической среды.

Согласно [6] все трубопроводы должны иметь защитное покрытие для исключения процессов коррозии на поверхности трубопровода.

Защита полимерными материалами является самым эффективным и дешевым методом. Для того, чтобы затормозить стадию переноса зарядов от анода к катоду, можно изолировать участки неметаллическими изоляционными материалами. Вначале применяли битумно-мастичные покрытия, в последнее время используют липкие полимерные ленты. Изоляционное покрытие может наноситься как на наружных, так и для внутренних поверхностей трубопроводов (рисунки 9 и 10).

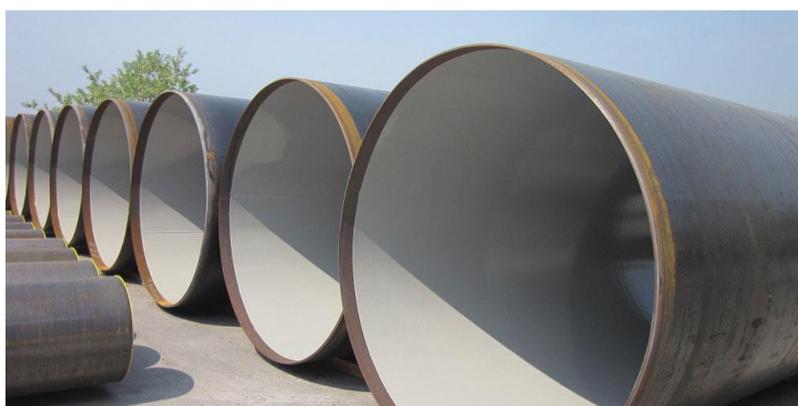


Рисунок 9 – Изоляция полимерными материалами внутренней поверхности трубопровода

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

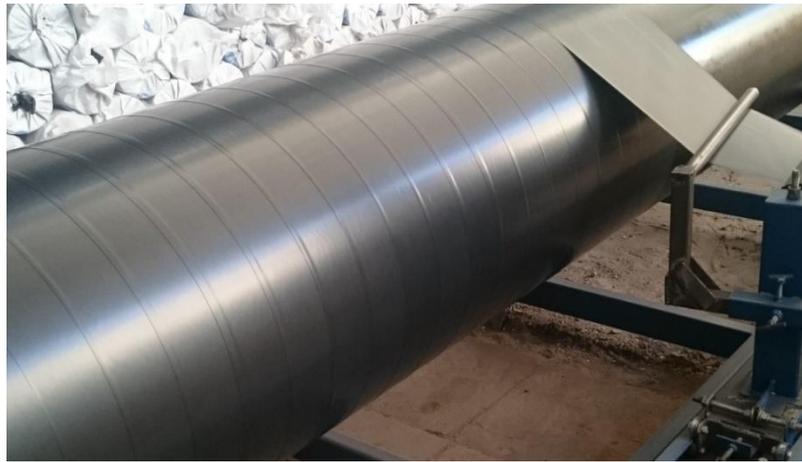


Рисунок 10 – Изоляция наружной поверхности трубопровода

б) Легирование металлов

Легирование – достаточно дорогостоящий, но очень эффективный метод повышения коррозионной стойкости металлов.

Для защиты трубопровода от коррозии в состав металла добавляются легирующие компоненты. Таковыми являются хром, никель, вольфрам и др. Такая комбинация придает сплаву пассивность. На поверхности металла образуется защитная пленка, которая предохраняет трубопровод от коррозии [6].

в) Изменение свойств коррозионной среды

Суть этого метода заключается в том, что уменьшается концентрация компонентов в составе агрессивной среды, например, для снижения концентрации ионов водорода можно повысить рН, то есть добавить NaOH, Na₂PO₄, NH₃ (коррозия с водородной деполяризацией при рН=8,8 практически превращается).

г) Электрохимическая защита

Принцип действия электрохимической защиты поверхности металла от коррозии основан на том, что, сдвигая потенциал металла пропусканием внешнего электрического тока, можно изменить скорость его коррозии.

Различают анодную, катодную и протекторную защиту. При защите такого вида происходит торможение анодных и катодных реакций коррозионных процессов.

д) *Ингибиторная защита*

Для защиты трубопроводов применяются ингибиторы, вошедшие в Отраслевой реестр химических продуктов и которые прошли промышленные испытания.

При использовании ингибиторов поверхность металла изолируется (пассивируется), и процессы коррозии блокируются, что позволяет сохранить качественные характеристики металла. В качестве ингибиторов используются как неорганические, так и органические соединения.

1.3. Технологии контроля коррозионного состояния трубопроводов

Для того, чтобы предотвратить нарушение целостности трубопровода, необходимы мероприятия по оценке состояния трубопровода.

Недостатком всех существующих методов по оценке толщины стенки трубопровода является недостаточная точность результатов.

Для того, чтобы антикоррозийные мероприятия были эффективными, необходимо их не только выполнять, но и своевременно корректировать, когда возникает их необходимость.

Это достижимо, когда есть возможность регулярного отслеживания контролируемых параметров. То есть, при обнаружении повышенной агрессивности среды можно провести корректировку мероприятий и предотвратить аварийную ситуацию.

Постоянный оперативный контроль отслеживания условий работы трубопровода, позволяющий выявить опасные параметры (преждевременную аварийность), называется мониторингом коррозии [5].

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Для оперативного определения скорости коррозии металла трубопровода разработано несколько методик. Ниже выполнено описание наиболее распространенных методик [7].

1.3.1 По данным фактических измерений толщины стенок

Замеры толщины стенок трубопроводов выполняются неразрушающими методами контроля. Предпочтение должно отдаваться ультразвуковой толщинометрии.

Место и способ измерения толщины стенок определяются, исходя из коррозионного состояния.

Места расположения точек для замеров заносятся в коррозионную карту и подшиваются в паспорт трубопровода.

Места контрольных точек для замеров выбираются в местах, наиболее подверженных коррозии.

1.3.2 Гравиметрический метод

Для оценки процессов коррозии и оценки транспортируемой среды используется гравиметрический метод. Он заключается в определении потери массы контрольных образцов (свидетелей) после установки в транспортируемую среду. Суть метода состоит в том, что предварительно взвешенный образец устанавливается в трубопровод, и через определенное время он взвешивается и рассчитывается потеря веса.

Скорость коррозии, установленная этим методом, имеет размерность $г/(м^2*ч)$.

Выбор участков для мониторинга коррозии целесообразнее всего проводить на основе фактических данных по инцидентам и аварийности и результатам технического диагностирования трубопровода.

Установку точек мониторинга коррозии (узлов контроля коррозии) необходимо предусмотреть на следующих участках трубопроводов [8]:

- на конечном участке трубопровода;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

- трубопроводы с установленными отказами по причине внутренней коррозии;
- с коррозионными повреждениями, выявленными дефектоскопией;
- с повышенным коррозионным износом (невысокие скорости жидкости, выделение водной фазы, пониженные и удаленные участки, прямолинейные участки, удаленные от устройств, возмущающих поток (секущие задвижки, повороты, врезки и т.д.).

При выборе места для установки УКК необходимо учитывать удобство обслуживания точек для мониторинга и возможность подъезда к ним в любое время года.

На участках трубопровода, выбранных для установки УКК, строго вертикально по верхней образующей трубы врезается патрубок с условным проходом 50–80 мм и высотой 100–300 мм. На патрубок устанавливают задвижку Ду 80. К ответному фланцу задвижки приваривают лубрикатор высотой 100–200 мм для дальнейшего монтажа устройства для зондирования трубопровода.

Отверстие в стенке трубопровода должно выполняться точно по центру патрубка и иметь диаметр не менее 40 мм.

После окончания работ по оборудованию узлов контроля коррозии участки трубопровода с поврежденной изоляцией и места сварки очищаются от шлака и грязи и тщательно изолируются.

Точки мониторинга должны иметь ограждение для удобства проведения работ.

1.3.3 Метод электрического сопротивления ER

Определение скорости коррозии по методу электрического сопротивления (ER) позволяет измерять скорость коррозии любого металлического оборудования или структуры. Метод ER позволяет оценить как электрохимическое воздействие, так и механическое, такое как

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

коррозионная эрозия или кавитация. Это метод применим практически ко всем типам агрессивных сред.

Электрическое сопротивление элемента металла или сплава определяется по формуле:

$R = r \frac{L}{A}$	(1)
---------------------	-----

где:

L = длина элемента;

A – площадь поперечного сечения;

r – удельное сопротивление.

Сокращение (потеря металла) в поперечном сечении элемента из-за коррозии будет сопровождаться пропорциональным увеличением электрического сопротивления элемента.

Измерение скорости коррозии ER зондом может проводиться либо периодически, используя портативный прибор, либо на постоянной основе с применением стационарно установленного устройства. В любом случае, прибор системы ER будет отображать линейный сигнал, пропорциональный потере металла чувствительного элемента. Скорость изменения выходного сигнала, регистрируемого прибором, является мерой скорости коррозии.

Данные постоянного мониторинга, как правило, передаются на компьютер или регистратор данных и обрабатываются, чтобы оценить реальную скорость коррозии. Отображаемые графические методы, как правило, используются для оценки скорости коррозии при периодически полученных данных

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Характеристика нефтепровода

В качестве объекта исследования выбран нефтепровод
« [REDACTED]

Магистральный нефтепровод « [REDACTED]»
представляет собой трубопровод общей протяженностью в одностороннем
исполнении [REDACTED]

[REDACTED]

Трубопровод проложен подземно с использованием прямошовных труб
отечественного производства (ЧТПЗ, Новомосковский ТЗ, ОАО «ВМЗ»).

Изоляция усиленного типа, битумная марки МБР-ИЛ-90 и нормального
типа, битумная.

Схема нефтепровода с указанием высотных отметок трубопровода
представлена на рисунке 11.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата				
Разраб.		Чечушков Л.А.			2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	Литера	Лист	Листов
Руковод.						ДР	22	93
Консульт.		Чухарева Н.В.				ТПУ гр 3-256А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

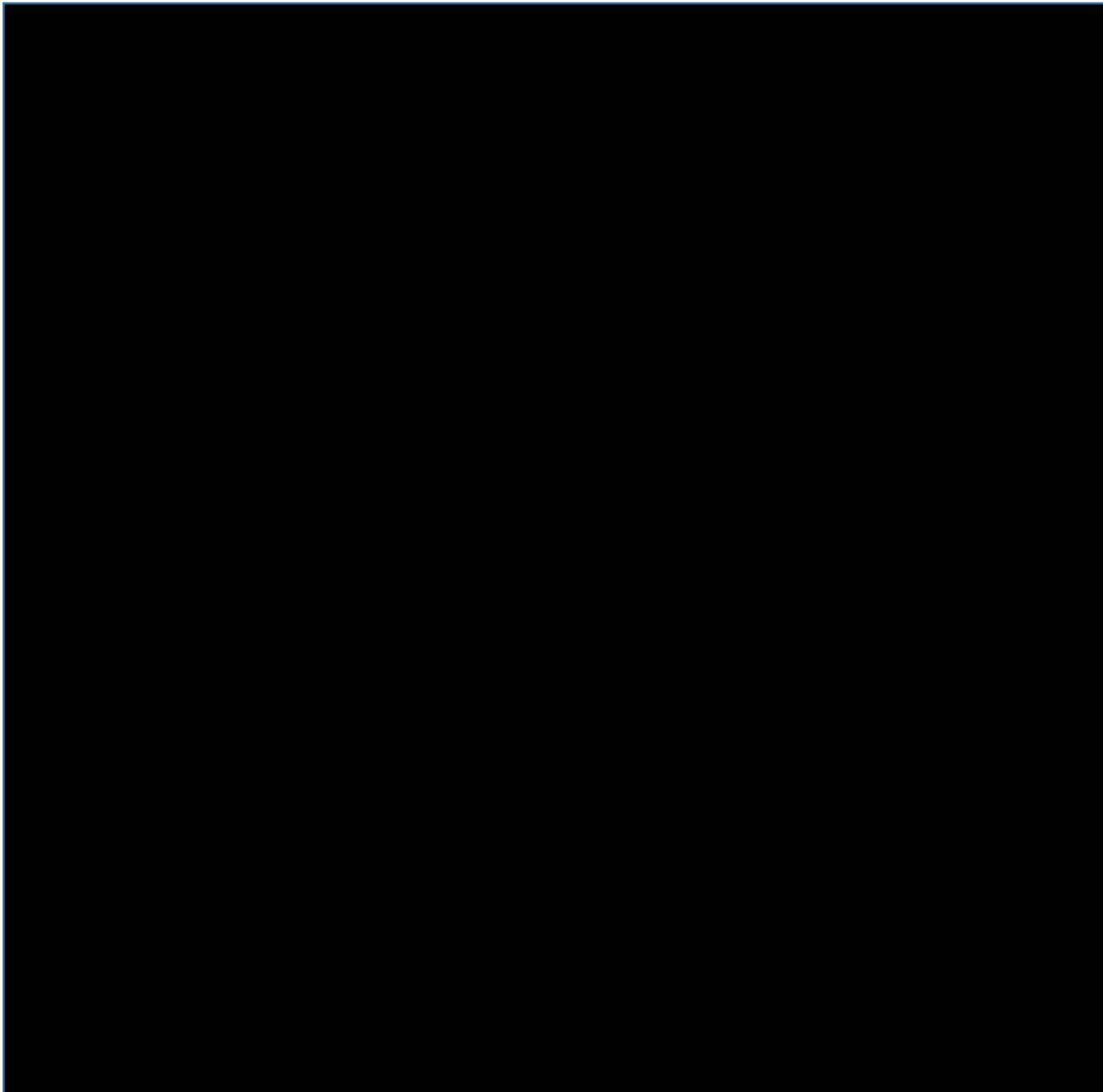


Рисунок 11 – [REDACTED]»

2.2 Краткая физико-географическая характеристика района работ

Трубопроводы [REDACTED]

[REDACTED] На рисунке 12 представлена схема нефтепроводов [REDACTED]
[REDACTED]

Регион расположен на обеих сторонах реки Оби, поэтому его иногда этот регион называется Средним Приобьем.

Регион граничит с четырьмя областями Западной Сибири, а также с Красноярским краем и Ханты-Мансийским автономным округом.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

Нынешние границы зафиксированы в 1994 году. Площадь региона составляет около 315 тысяч квадратных километров. В регионе проживает чуть больше миллиона человек, половина из которых проживает в областном центре региона – Томске.

Находясь в центре Западно-Сибирской равнины, регион имеет довольно ровный рельеф. Высшая точкой уровня составляет 274 метра и низшая – 34.

На территории региона очень много лесов и болот, из которых Васюганское болото является крупнейшим не только в России, но и на планете.

На северо-востоке находятся отроги кузнецкого Алатау. Наивысшая точка гор составляет 211 метров.

Долина реки Оби проходит по всему региону и делит его практически пополам. Левый берег покрыт болотами, а на правом простирается тайга.

Всего в регионе насчитывается 573 реки, некоторые из них имеют протяженность 20 и более километров. Наиболее крупные из этих рек, имеющих протяженность более четырехсот километров: Обь, Томь, Парабель, Васюган, Кеть, Чижалка, Кия, Тым.

В регионе очень много озер. Их количество составляет около 95 тысяч, из которых 35 водоемов имеют площадь более 5 квадратных километров.

Самое крупное из них – озеро Мирное. Оно занимает площадь около 18 квадратных километров и расположено посреди болот в районе Парабели.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

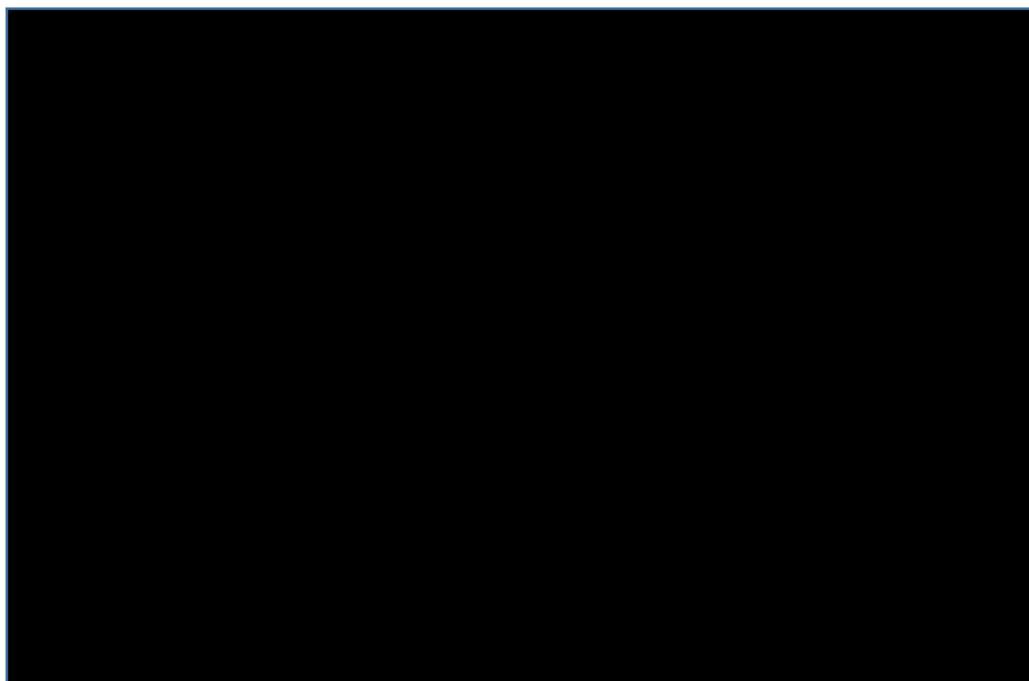


Рисунок 12 – [REDACTED]
[REDACTED]

2.3 Климатическая характеристика района работ

Так как рельеф региона везде практически одинаков, то и климат здесь не отличается разнообразием.

Температурные показатели между районами различаются незначительно – всего несколько градусов.

Осадки в регионе выпадают равномерно, а снежный покров на севере держится дольше на одну-две недели.

Регион характеризуется континентальным климатом:

- среднеянварская температура от минус 19 до минус 21⁰С;
- средняя температура июля составляет от 18 до 19⁰С.

Для этого региона характерна быстрая смена погоды в течение короткого периода времени. Это можно объяснить тем, что плоский рельеф региона способствует быстрому перемещению воздуха, как со Средней Азии, так и с Атлантики. Таким рельефом объясняются холодные зимы в регионе и теплое лето, хотя оно и короткое. Минимальная зафиксированная температура

составляет минус 55 °С, а максимальная – плюс 36 °С. Средняя температура в регионе по месяцам представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя температура в Томской области	-17	-13,9	-4,4	+4,6	+10	+17,2	18,4	16,4	9,4	1,6	-9,8	-12,8	1,6

Согласно данным таблицы среднегодовая температура воздуха в регионе составляет плюс 1,6 °С, а среднегодовое количество атмосферных осадков равно 568 мм в год.

Наибольшее количество осадков выпадает в июле, наименьшее в феврале.

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее	78	76	71	62	57	64	74	75	78	79	83	83	73

Нормативная глубина промерзания [11]:

- для суглинков и глин – 1,9 м;
- для супеси и мелких песков – 2,3 м.
- для песков крупных и средней крупности – 2,4

Высота снегового покрова достигает 68 см.

Среднемесячная скорость ветра от 2,4 м/с в июле до 3,6 м/сек в октябре, среднегодовая – 3,1 м/сек (таблица 3).

Таблица 3 - Средняя месячные и годовые скорости ветра, м/сек

Скорость	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Скорости м/сек	4,5	4,8	5,1	4,0	3,9	3,2	2,8	2,8	3,5	4,7	4,8	5,8	4,1

Преобладающее направление ветров – южное до 21%. Наибольшая среднегодовая скорость ветров наблюдается у ветров юго-западного направления до 5,8 м/сек.

Продолжительность неблагоприятного периода 7,5 месяцев: с 5 октября по 20 мая.

2.4 Краткая инженерно-геологическая характеристика района работ [11]

Регион расположен на Западно-Сибирской платформе, в юго-восточной ее части. На западе можно выделить Обскую синеклизу, в восточной части – Кулундино-Кетскую и Приенисейскую моноклизы.

На северо-западе в субмеридиональном направлении протягивается Колтогоро-Уренгойский грабен, пересекающий складчатый фундамент. Он заполнен породами триаса.

Платформенный чехол сложен юрско-кайнозойскими терригенными, отчасти угленосными и кремнистыми отложениями. В междуречье Обь-Васюганского района в самых нижних горизонтах чехла обнаружены карбонатные толщи палеозоя.

Имеют широкое распространение по площади четвертичные аллювиальные и озёрно-аллювиальные залежи, в южной части региона – лёссы, а в северной части региона – водно-ледниковые и ледниковые образования.

Глубина складчатого основания составляет от 4–6 км в местах впадин и прогибов, на поднятиях может составлять до 2–3 км. Толщина его постепенно уменьшается в направлении юго-востока. Здесь на поверхность выступают

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

среднедевонско-пермские терригенные и вулканогенные толщи позднегерцинской Томь-Колыванской складчато-надвиговой. Они накладываются на кембрийские дислоцированные комплексы Кузнецкого Алатау.

Основные виды полезных ископаемых Томской области: природный газ, нефть и газовый конденсат. В регионе разведано более ста месторождений углеводородов, из них около 90 процентов составляют нефтяные месторождения. Практически все месторождения расположены на левом берегу реки Обь.

Крупнейшие месторождения Томской области:

- Советское месторождение – открыто в 1962 году, включает в себя девять нефтеносных горизонтов;
- Малореченское месторождение – запасы оценены в 36,5 млн. тонн нефти, активно эксплуатируется с 2010 года;
- Игольско-Таловое месторождение – открыто в 1977 году, выделено пять залежей, всего пробурено 633 скважины;
- Майское месторождение, запасы нефти составляют 2050 млн тонн, а запасы газа – 7 триллионов кубометров.

2.5 Краткая экономическая характеристика района работ

Томская область – промышленно развитый регион. Экономика региона успешно сочетает два своих преимущества: людской интеллект и сырьевой ресурс.

В Томской области в секторе промышленного производства значительную долю составляют нефтедобывающее и нефтеперерабатывающее производство, машиностроение, металлообработка, электроэнергетика.

На долю Томской области приходится:

- 20 % произведенных в России электродвигателей;
- 25 % произведенного метанола в России;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

- 15,3 % ламп осветительных;
- 12 % кабельной продукции.

По объему выпущенной продукции на душу населения Томская область занимает четвертое место в России.

Регион богат лесными массивами. Тайга и смешанный лес составляют 63 % территории региона или около двадцати миллионов гектаров. Поэтому в Томской области широко развита деревообрабатывающая промышленность.

В структуре ВРП (валового регионального продукта) основную долю составляет добыча полезных ископаемых, затем идут обрабатывающая и перерабатывающая промышленность, сельское хозяйство, торговый сектор и строительство.

По уровню инвестиций Томская область является лидером в Сибирском федеральном округе.

Отличительной особенностью последних лет является рост доли наукоемкого производства в ВРП, а также увеличение финансирования в научно-образовательном секторе.

2.6 Характеристика предприятия [REDACTED]

2.6.1 Структура [REDACTED]

[REDACTED] — одна из крупнейших в мире трубопроводная компания. Принадлежащий ей трубопроводный транспорт имеет протяженность свыше 70 тысяч километров магистральных трубопроводов, более пятисот насосно-перекачивающих станций, резервуары и емкости объемом около 20 млн кубометров.

Стратегией компании является постоянное развитие и совершенствование работы магистральных трубопроводов.

Компания владеет следующими объектами:

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Основные нефтепроводы:

- [Redacted]

- Нефтепродуктопровод Южный.

Структура компании делится на следующие организации:

а) Транспортные организации:

- [Redacted]

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

г) Доверительное управление (Каспийский трубопроводный консорциум).

2.6.2 Структура компании АО « [REDACTED] Акционерное общество [REDACTED] была учреждена в 1972 году. В настоящее время это современная и успешно развивающаяся организация.

Основной деятельностью предприятия является транспортировка углеводородного сырья по магистральным трубопроводам.

На рисунке 13 рассмотрена организационная структура дочерней компании [REDACTED]

Деятельность компании связана с транспортировкой углеводородного сырья. При этом решается целый комплекс задач, сопутствующих этот процесс:

- 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.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

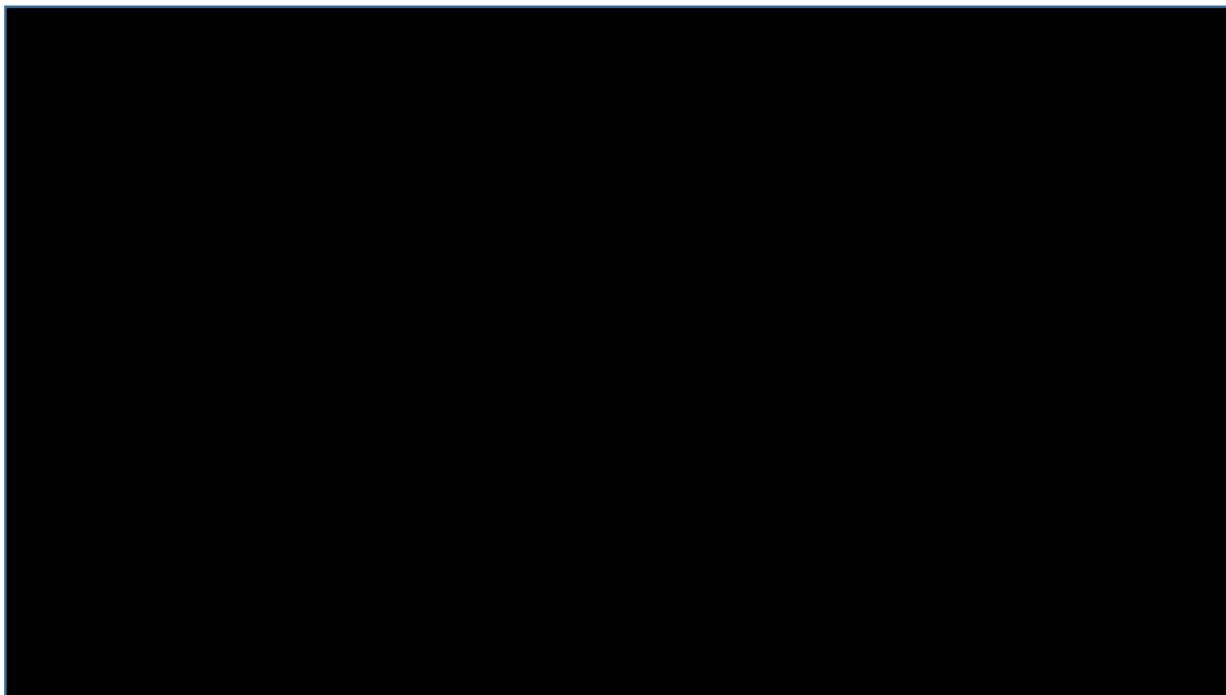


Рисунок 13 — [redacted]
[redacted]

[redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]

Общая протяжённость нефтепроводов в однопунктном исчислении, эксплуатирующих [redacted]

Организация имеет права на перекачивание нефти из северных месторождений Тюменской области. Она получает нефть [redacted]
[redacted]

С учетом этого можно сделать вывод о том, что магистральные нефтепроводы [redacted] являются важным звеном при перекачивании российской нефти на Дальний Восток.

3. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Анализ ультразвуковых методов определения коррозионного состояния нефтепроводов

Ультразвуковая диагностика (УЗД) — способ обследования трубопровода с использованием ультразвуковых колебаний. Суть работы УЗД заключается в пьезоэлектрическом эффекте [12].

Ультразвуковой метод основан на том, что волны высокой частоты проникают в металл и отражаются от дефекта, если он есть.

Создаваемая прибором волна проходит через трубопровод, который подвергается проверке. В том случае, если имеется дефект в толщине трубы, появляются отклонения в отражении волны от поверхности металла. Эти отклонения фиксируются прибором, по ним можно сделать вывод о характере дефекта. Можно определить расстояние до дефекта по времени прохождения сигнала прибора, а по амплитуде отраженной волны можно оценить приблизительно характер и размеры дефектов.

Метод ультразвукового контроля широко применяется в современной диагностике, так как он отличается простотой применения и хорошей точностью результатов.

С помощью УЗК можно выявить дефекты различного вида, а также определить их расположение и размеры.

Метод УЗК характеризуется высокой эффективностью. Используя этот метод, можно проводить диагностику оборудования, не выводя его из эксплуатации.

При помощи ультразвукового метода можно быстро проверить технологические трубопроводы и сварные швы трубопроводов, своевременно обнаружить внутреннюю коррозию трубопровода.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата				
Разраб.	Чечушков Л.А.				3. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	Литера	Лист	Листов
Руковод.	Чухарева Н.В.					ДР	33	93
Консульт.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

Ультразвуковой контроль труб используется при сертификации труб, а также при оформлении сертификата соответствия на трубопроводное изделие.

Ультразвуковой контроль (УЗК) трубопроводов включает следующие работы:

- неразрушающий контроль (НК) качества труб;
- выборочный (в соответствии с требованиями) контроль сварных швов трубопроводов;
- входной контроль труб (при этом измеряются толщина стенки трубы, а также неразрушающий контроль сварных соединений трубопровода);
- уточнение дефектов трубопроводов с применением методов НК трубопроводов по ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые»

Дефектоскопия труб - одна из важных стадий проведения неразрушающего ультразвукового контроля.

Данный метод при диагностике трубопровода - один из самых наиболее часто используемых для контроля нефте- и газопроводов. Этот вид Ультразвукового контроля чаще всего используется в нефтегазовой, топливной и химической отраслях народного хозяйства.

При эксплуатации трубопроводов они подвергаются внутренней и внешней коррозии, а также другим воздействиям, в результате чего на стенках трубопровода возникают различные дефекты. К ним относятся усталостные трещины, неметаллические включения, раковины, коррозионные повреждения, нарушения целостности металла и другие дефекты.

Для безопасной эксплуатации очень важное значение имеет своевременное обнаружение этих дефектов. Одним из главных преимуществ Ультразвукового диагностирования является проведение работ по диагностике трубопровода без вывода оборудования из эксплуатации.

Поэтому для диагностики могут быть использованы методы неразрушающего воздействия: магнитные, ультразвуковые, акустические.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Среди методик проведения дефектоскопии трубопроводов наиболее часто используемыми выделяются следующие методы [13]:

- ультразвуковая толщинометрия трубопровода (УЗТ);
- ультразвуковое сканирование трубопровода для выявления дефектов продольной и поперечной ориентации;
- ультразвуковую дефектоскопию сварных стыков.

3.2 Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ)

Ультразвуковая толщинометрия используется для определения технического состояния трубопроводного оборудования.

При эксплуатации и во время ремонта трубопровода очень часто необходимо измерить толщину стенки оборудования, определить размеры отдельных деталей, рассчитать остаточную толщину стенки трубы.

Обычно к таким деталям относятся стенки технологических трубопроводов, трубы.

Очень часто из-за конструктивных особенностей этих деталей сделать замеры обычным способом невозможно. Достаточно часто доступ бывает затрудненным или вообще невозможным. В таких случаях весьма идеальным вариантом контроля толщины будет ультразвуковая толщинометрия.

Этот метод основан на электромагнитно-акустическом способе посылки и приёма ультразвуковых колебаний, что позволяет с высоким уровнем точности определить толщину измеряемого объекта.

Метод УЗТ дает уникальную возможность с максимальной точностью определять толщину объекта, при этом обследуемому оборудованию не наносится каких-либо повреждений.

УЗТ проводится с целью оценки фактического значения толщины стенок различных металлических конструкций. Толщина измеряется способом

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

однократных измерений в местах, недоступных для измерения толщины механическим измерительным инструментом.

При выполнении измерения толщины стенок на реальном изделии необходимо обязательно иметь в виду, что точность измерений ультразвукового метода может зависеть от нескольких факторов:

- поверхности стенок трубопроводного изделия могут быть непараллельны;
- шероховатость поверхностей внутри и снаружи может быть неодинаковой;
- исследуемый металл также может иметь структурные , несплошности, неоднородности и другие металлургические дефекты;
- качество УЗТ зависит от равномерности усилия прижимания датчика.

Ультразвуковая толщинометрия представляет собой один из достаточно популярных способов неразрушающего контроля, который в последнее время используется достаточно широко. Чаще всего эта технология применяется для того, чтобы определять техническое состояние трубопроводов самого различного назначения. В настоящее время именно толщинометрия считается одним из наиболее точных методов исследования, который практически полностью исключает какие бы то ни было погрешности.

Основные преимущества УЗТ:

- возможность сделать замеры толщины изделия в местах, недоступных для измерения толщины с применением механического измерительного инструмента;
- значительная максимальная точность определения толщины стенки трубы без применения каких-либо повреждений;
- исключены обыкновенные погрешности, а также погрешности, обусловленные объемным распределением электромагнито-динамических сил.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Ультразвуковая толщинометрия является:

- высокоточным методом;
- мобильным методом;
- высокоэффективным методом исследования.

Используя ультразвуковые методы контроля можно заранее выявить самые опасные участки трубопровода и выполнить работы по замене или ремонту дефектного участка, исключив возможность возникновения аварийной ситуации.

Для измерения толщины применяется три типа преобразователей: отдельный, совмещенный, отдельно-совмещенный.

- отдельные преобразователи в процессе контроля выполняют функции либо излучателя, либо приемника и их включают по отдельной схеме (пьезоэлемент подключен либо к генератору, либо к усилителю).

- совмещенные преобразователи включают по совмещенной схеме (пьезоэлемент соединен одновременно с генератором и усилителем) и они выполняют поочередно функции то излучателя, то приемника.

- отдельно-совмещенные преобразователи содержат два пьезоэлемента, включенных отдельно, но конструктивно объединенных в одном корпусе.

Чаще всего для УЗТ применяются отдельно-совмещенные преобразователи. Для них характерны минимальный уровень собственных шумов, очень малая мертвая зона и высокая чувствительность.

Выполнение измерения толщины стенки трубы можно проводить двумя способами: ручным и автоматическим.

- при измерении ручным способом применяют ультразвуковые толщинометры PANAMETRICS фирмы OLYMPUS (рисунок 14, 15).

- при измерении толщины стенки в автоматическом режиме применяют ультразвуковой прибор УИУ «СКАНЕР» (рисунок 16).

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 13 - Толщиномер с раздельно-совмещенными преобразователями



Рисунок 14 - Измерение толщины стенки трубопровода ручным способом

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38



Рисунок 15 - Измерение толщины стенки трубопровода в автоматическом режиме



Рисунок 16 - Результаты сканирования толщины стенки трубопровода в автоматическом режиме

Результат сканирования толщины стенки трубопровода выводится на экран (рисунок 16). На диаграмме хорошо прослеживается значение толщины по всему сектору трубы.

3.3 Ультразвуковая дефектоскопия трубопроводов (УЗД)

Ультразвуковая диагностика (УЗД) - самый эффективный метод. Он превосходит по достоверности полученных результатов рентгенодефектоскопию, гамма-дефектоскопию и радиодефектоскопию.

В дефектоскопах, используемых для ультразвуковой дефектоскопии труб, применяется метод, основанный на акустическом эхо-импульсном зондировании стенки трубопровода с использованием ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа с перпендикулярным (толщиномер) и наклонным (детектор трещин) вводом луча в стенку трубопровода. Зачастую для контроля труб используют ультразвуковые сканирующие системы - они позволяют существенно уменьшить время контроля при сохранении достоверности и качества.

Физическая природа УЗД - свойство волн отражаться от несплошностей. Действие приборов ультразвукового контроля основано на отправке ультразвуковых импульсов и регистрации отраженных акустических эхо-сигналов или ослабленных сигналов (в случае нахождения приемника сигналов в акустической тени, созданной дефектом). Отправка ультразвуковых импульсов и прием ультразвуковых сигналов производится пьезоэлементами (пьезоэлектрическими преобразователями), преобразующими переменное электрическое поле в акустическое поле и наоборот [14].

Метод дефектоскопии выявляет со стопроцентной точностью места с дефектами и предотвращает большие аварии. Способы, которыми пользуются при выявлении неполадок все время модернизируются, появляется новое оборудование, новые типы дефектоскопов. В результате проведенных работ, делают анализ для улучшения дальнейшей работы. С помощью данного метода можно установить:

- потерю герметичности;
- потерю контроля над состоянием напряженности;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

- нарушения стыков, образованных сваркой;
- наличие проточек во швах и другие дефекты, мешающие работать сетям.

Метод разработан и впервые представлен С.Я. Соколовым в 28 году прошлого столетия. Ультразвуковой метод основан на движении ультразвуковой волны, которая измеряется и фиксируется дефектоскопом.

Современные приборы позволяют проводить проверку одновременно несколькими методами измерения, способы имеют различное сочетание. Механизмы проверки показывают высокую точность, поэтому выводы о наличии дефектов сети либо отдельных деталей считаются максимально достоверными.

Ультразвуковая дефектоскопия не разрушает трубопроводную сеть, проверочные работы проходят быстро, не вредны для человека. Данный тип контроля является доступным для проверки соединений, сварных швов. В основе лежит свойство прохождения ультразвуковой волны через металл.

Положительные характеристики метода:

- 1) контроль осуществляется очень быстро;
- 2) точные показания, которые дает метод;
- 3) невысокие затраты по проведению проверки;
- 4) не вреден для человека;
- 5) все устройства легко транспортировать и устанавливать;
- 6) проверка работающего трубопровода.

3.4 Ультразвуковой контроль сварных соединений [15]

При УЗК сварных соединений применяют методы отраженного излучения и прошедшего излучения по ГОСТ 18353, а также их сочетания, реализуемые способами (вариантами методов).

При УЗК сварных соединений используют следующие типы УЗ волн:

- продольные;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						41
<i>Изм.</i>	Лист	<i>№ докум.</i>	Подпись	Дата		

- поперечные;
- поверхностные;
- продольные подповерхностные (головные).

Для УЗК сварных соединений используют следующие средства контроля:

- УЗ импульсный дефектоскоп или аппаратно-программный комплекс (далее - дефектоскоп);
- преобразователи (ПЭП, ЭМАП) по ГОСТ Р 55725 или нестандартизированные преобразователи (в том числе - многоэлементные), аттестованные (калиброванные) с учетом требований стандарта;
- меры и/или НО для настройки и проверки параметров дефектоскопа.

Средства измерений (дефектоскопы с преобразователями, меры и др.), используемые для УЗК сварных соединений, подлежат метрологическому обеспечению (контролю) в соответствии с действующим законодательством.

Способы контроля

При УЗК сварных соединений применяют следующие способы (варианты методов) контроля (рисунки 17-20):

- импульсный эхо-метод. В ходе диагностики ультразвуковую волну направляют на контролируемую область, а отражённый от дефекта сигнал регистрируют. Эхо-метод предполагает использование одного преобразователя в качестве как приёмника, так и источника волны;
- зеркально-теневой метод. По сути – это теневой метод. Однако приборы размещаются на одной стороне. В ходе дефектоскопии оператор регистрирует не прямой, а отражённый от второй поверхности контролируемой зоны поток УЗ-волн. О наличии дефекта говорят «глухие зоны» в отражённых колебаниях ;
- эхо-теневой метод. По разные стороны от контролируемой зоны устанавливают два преобразователя. Один из них формирует УЗ-волну, а второй

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

регистрирует отражённый сигнал. При использовании теневого метода о наличии дефекта можно говорить в случае исчезновения УЗ-колебаний. В потоке возникает «глухая зона». Она говорит о том, что в этом месте сигнал не смог пройти из-за дефекта;

– зеркальный эхо-метод. В этом случае, оба преобразователя устанавливаются на одной стороне. Первый прибор формирует УЗ-колебания, которые отражаются от неровности, а второй регистрирует их. Данный метод особенно эффективен, если необходимо найти дефекты, расположенные под прямым углом относительно поверхности исследуемого изделия (трещины и пр.).

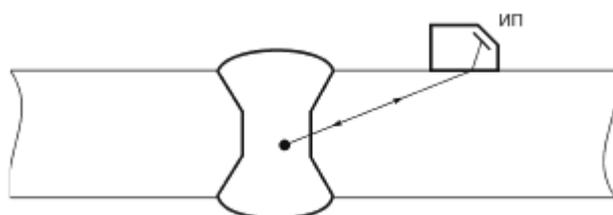


Рисунок 17 - Эхо-импульсный метод

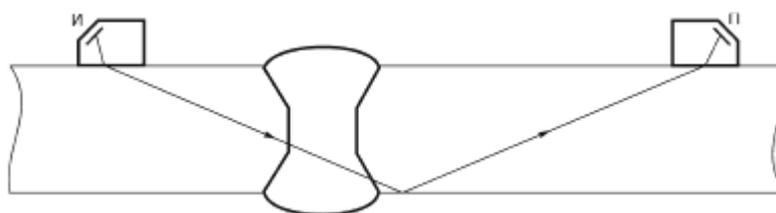


Рисунок 18 - Зеркально-теневого метод

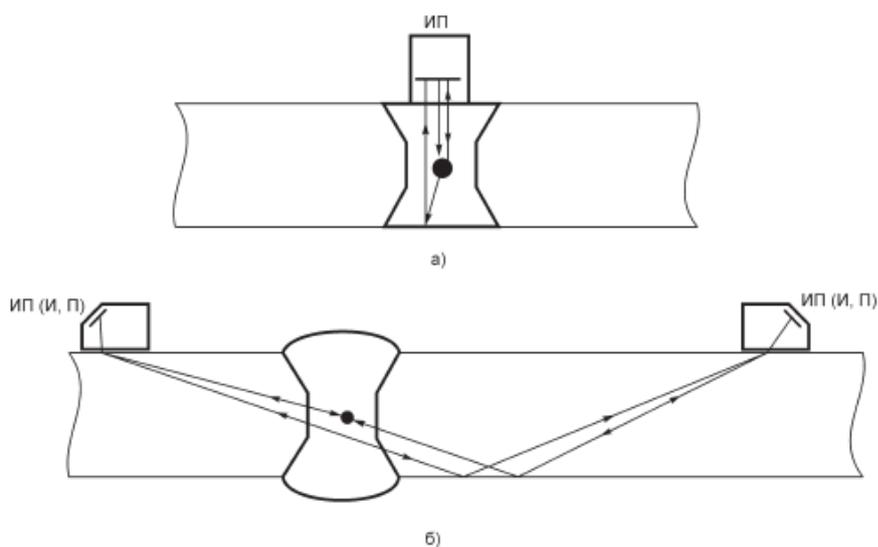


Рисунок 19 - Эхо-теневой прямым (а) и наклонными (б) ПЭП

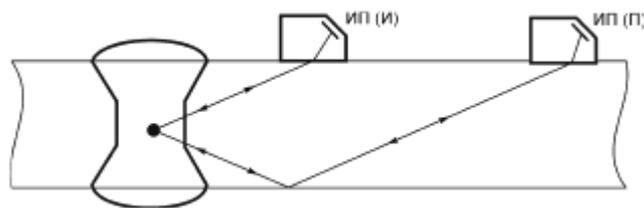


Рисунок 20 - Эхо-зеркальный метод

Преимущества ультразвукового метода контроля

- доступная стоимость (УЗК обходится значительно дешевле, чем ряд других методов дефектоскопии);
- безопасность (ультразвуковое излучение не оказывает негативного влияния на оператора, проводящего исследование);
- мобильность (портативные аппараты для дефектоскопии позволяют проводить проверку на выезде; это существенно расширяет сферы использования УЗК);
- высокая точность (высокая скорость и точность УЗК даёт возможность получать объективные данные о состоянии и о качестве листового металла без значительных погрешностей).
- неразрушающее воздействие (изделия сохраняются в своём первоначальном виде, что позволяет избежать дополнительных финансовых затрат).

Основные минусы УЗК

Одним из недостатков УЗК является необходимость тщательной подготовки поверхности перед проведением контроля. Требуется создать шероховатости пятого класса. Они необходимы для хорошего контакта с жидкой массой, которая наносится для того, чтобы УЗ-волны беспрепятственно проникали внутрь. Помимо этого, УЗК не позволяет получить точную информацию о размерах дефекта. Однако по сравнению с другими способами

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

дефектоскопии УЗК является наиболее точной, эффективной и надёжной методикой.

3.5 Приборы для ультразвуковой диагностики

3.5.1 Ультразвуковые толщиномеры

Наиболее часто используемые приборы – ультразвуковые толщиномеры, которые измеряют время прохождения ультразвукового импульса от излучателя до противоположной поверхности объекта контроля и обратно к преобразователю. Для проведения таких измерений доступ к противоположной поверхности объекта контроля не требуется. Благодаря этому, если противоположная поверхность объекта контроля является труднодоступной или полностью недоступной, необходимость разрезать объект контроля (что требуется при использовании микрометра или штангенциркуля) отсутствует [16].



Рисунок 17 - Ультразвуковой толщиномер «Булат -1s»

Ультразвуковой толщиномер «Булат 1S» (рисунок 17) предназначен для измерения толщины изделий из металлических и неметаллических материалов в процессе эксплуатации для определения их коррозионного состояния либо после изготовления на предприятиях. Диапазон контролируемых толщин: от 0,4 до 200 мм.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45



Рисунок 18 - Ультразвуковой толщиномер 27MG

Ультразвуковой толщиномер 27MG (рисунок 18) измеряет толщины пластмассовых, керамических и металлических деталей. Выявляет коррозионные и эрозионные повреждения. Диапазон контролируемых толщин: от 0,50 до 635 мм. Работает с раздельно-совмещенными преобразователями (аналог PANAMETRIX).



Рисунок 19 – Ультразвуковой толщиномер А1209

A1209 – ультразвуковой толщиномер (рисунок 19), который используется для измерения толщины сосудов, котлов, стенок труб, обшивок судов, изделий из черных и цветных металлов, как с гладкими, так и с корродированными и грубыми поверхностями. Он работает со всеми раздельно-совмещенными преобразователями от 4 до 10,0 МГц. Встроенная

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

память рассчитана на 50 000 измерений. Литиевый аккумулятор обеспечивает время непрерывной работы до 9 часов. А1209 измеряет толщины в диапазоне от 0,7 до 300 мм. При этом, дискретность индикации составляет 0,01 или 0,1 мм. За счет встроенного СТРОБА существует возможность задания границ диапазона измерения. Аппарат оснащен звуковой виброиндикацией, информативным цветным TFT дисплеем, автоматическим определением скорости ультразвука на изделиях известной толщины, а также защитным чехлом со специальным креплением на руку. С помощью ПО и USB кабеля данные легко переносятся на компьютер для дальнейшей обработки и архивирования.



Рисунок 20 - Ультразвуковой толщиномер ТЭМП-УТ1

Ультразвуковой толщиномер ТЭМП-УТ1 (рисунок 20) измеряет толщины изделий из металла, сплавов, чугуна, пластика и резины. Исследует объекты с окрашенными или корродированными поверхностями, измеряет скорость ультразвука. Диапазон измеряемой толщины — от 0,5 до 300 мм. Работает с раздельно-совмещёнными преобразователями.

3.5.2 Ультразвуковые дефектоскопы [17]

Ультразвуковой дефектоскоп – это устройство, предназначенное для поиска, выявления и локализации внутренних и поверхностных дефектов, представляющих собой нарушение сплошности материала. При этом

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

контролируемыми объектами могут быть литые и деформированные полуфабрикаты, готовые изделия различной формы и габаритов, из металлических и неметаллических материалов, сварные швы металлоконструкций. УЗ дефектоскопом могут быть обнаружены зоны нарушения однородности кристаллической структуры, зоны коррозии, а также измерена толщина сечения (стенки) изделия при одностороннем доступе.

УЗ Сканирующие системы(сканеры) предназначены для комплексного ручного, механизированного и автоматизированного контроля стыковых сварных соединений и основного металла трубопроводов для транспортировки газа, нефти и других продуктов, а также резервуаров, хранилищ и других металлоконструкций в процессе их производства и эксплуатации [18],



Рисунок 21 – Портативный цифровой дефектоскоп A1212 MASTER

A1212 MASTER (рисунок 21) — портативный цифровой дефектоскоп, используется для выявления несплошностей в изделиях из металлов и пластмасс с помощью ультразвукового метода. Позволяет оценивать параметры дефектов, имеет функцию ВРЧ, построения DAC-кривых, а также встроенные АРД-диаграммы.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



Рисунок 22 - Ультразвуковой дефектоскоп УСД-60-8K WeldSpector

Восьмиканальный ультразвуковой дефектоскоп УСД-60-8K (рисунок 22) WeldSpector предназначен для контроля сварных швов. Скорость контроля — до 4 м /мин.

Сканеры позволяют строить наглядный С-скан сварного шва с точным определением координат дефектов. А мощные магнитные колёса и система слежения за акустическим контактом обеспечивают достоверность контроля и возможность без потери координаты вернуться в любую точку сварного шва.



Рисунок 23 - Ультразвуковой дефектоскоп УД9812 «Уралец»

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Ультразвуковой дефектоскоп УД9812 «Уралец» (рисунок 23) предназначен для контроля изделий из металла и пластмасс, толщиной от 0,5 мм до 600 см. Прибор измеряет время задержки ультразвуковых сигналов, координаты и размеры дефекта, а также отношения амплитуд сигналов от дефектов по ГОСТ Р 55724-2013.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

4.1 Толщиномер ультразвуковой А1209

Замеры толщины трубопровода выполнялись толщиномером ультразвуковым марки А1209.

Прибор относится к ручным ультразвуковым (УЗ) приборам общего назначения портативного исполнения, предназначен для измерений толщины стенок труб (включая изгибы), котлов, баллонов, сосудов, работающих под давлением, обшивок и других изделий из черных и цветных металлов, с гладкими или грубыми и корродированными поверхностями, а также изделий из пластмасс и других материалов с высоким затуханием ультразвука при одностороннем доступе к поверхности этих изделий [19].

Прибор может применяться в лабораторных, полевых, цеховых условиях в различных отраслях промышленности при обязательной предварительной подготовке поверхности и использовании контактной смазки, которой могут служить различные масла, вода, глицерин, специальные контактные жидкости и гели для ультразвукового контроля и т. д.

Прибор оснащен запатентованной в России системой автоматической адаптации к кривизне и шероховатости поверхности изделия (Патент РФ № 2082160). Благодаря этой системе показания прибора одинаково достоверны во всех практических случаях

Прибор предназначен для эксплуатации при следующих условиях окружающей среды:

- температура: от минус 20 до плюс 50 °С;
- относительная влажность воздуха до 95 % при температуре плюс 35 °С.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	4. ЭСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Чечушков Л.А.				ДР	51	93
Руковод.		Чухарева Н.В				ТПУ гр 3-2Б6А		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В						

Технические характеристики толщиномера А1209 представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Технические характеристики толщиномера А1209

Наименование параметра	Значение
Диапазон измерений толщины (по стали), мм: с преобразователем D1771 4.0A0D12C	от 0,7 до 300,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины, мм, не более, где Н – измеряемая толщина: при толщинах от 0,7 до 3,0 мм $\pm(0,01 \cdot Н + 0,1)$ при толщинах от 3,01 до 99,99 мм $\pm(0,01 \cdot Н + 0,05)$ при толщинах от 100,0 до 300,0 мм $\pm(0,01 \cdot Н + 0,1)$	$\pm(0,01 \cdot Н + 0,1)$ $\pm(0,01 \cdot Н + 0,1)$ $\pm(0,01 \cdot Н + 0,1)$
Дискретность индикации толщины, мм: при толщинах до 99,99 мм 0,01; 0,1 при толщинах от 100,0 мм	0,01 0,1
Диапазон настроек скорости ультразвука, м/с	от 500 до 19 999
Источник питания	встроенный литиевый аккумулятор
Номинальное напряжение питания, В	3,7
Продолжительность работы от аккумулятора, ч, не менее	9
Габаритные размеры электронного блока, мм, не более	161×70×24
Масса электронного блока, г, не более	210
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	18000
Срок службы, лет, не менее	5

Технические особенности ультразвукового толщиномера А1209:

- звуковая и вибрационная индикация при срабатывании автоматической сигнализации дефекта (АСД);
- режим НОРМА для экспресс-измерения толщины для проверки её соответствия заданному интервалу значений. В этом режиме А1209 может применяться для оценки остаточного ресурса объекта и на основе браковочной нормы производить отбраковку.
 - для большего удобства предусмотрена наглядная шкала глубиномера;
 - режим ПАМЯТЬ для оперативных замеров и сравнения показаний с сохранёнными данными. Для быстрого доступа все результаты компонуется

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

в ячейки и группы, что позволяет без труда отыскивать нужные файлы. Сохранённые записи можно просматривать повторно, корректировать и, при возникновении сомнений в их корректности, удалять;

- скорость ультразвука в пределах 500–19 999 м/с (толщиномер А1209 можно настроить для контроля самых разных материалов);
- корпус из ударопрочного ABS-пластика массой всего 210 грамм;
- цветной TFT-дисплей с антибликовым эффектом;
- Li-ion аккумулятор для продолжительной автономной работы с возможностью подзарядки от ПК через USB-порт.

4.2 Инструкция по использованию толщиномера А1209

Прибор представляет собой электронный блок (рисунок 28), к которому с помощью кабелей подключаются сменные пьезоэлектрические преобразователи (ПЭП).



Рисунок 24- устройство толщиномера А1209

В верхней части лицевой панели электронного блока расположен цветной TFT дисплей, на котором отображаются результаты измерений и служебная информация, необходимая для управления прибором. Дисплей обеспечивает полный визуальный контроль процесса измерений при помощи цветовой индикации. Под дисплеем находится пленочная клавиатура управления прибором. В нижней части лицевой панели размещен

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

юстировочный образец толщиной 5 мм из нержавеющей стали, скорость распространения ультразвуковых волн в котором составляет 5750 м/с. Образец предназначен для выполнения адаптации прибора к подключенному ПЭП и для оперативной оценки работоспособности прибора.

Режимы работы. Толщиномер может работать в следующих режимах:

– в режиме измерений с отображением принадлежности результата измерений заданному интервалу и критерию срабатывания системы автоматической сигнализации дефекта (АСД) – НОРМА;

– в режиме измерений с отображением сохраненных результатов – ПАМЯТЬ;

– в режиме настройки и выбора параметров измерений – НАСТРОЙКА.

Во всех режимах измерений предусмотрено сохранение результатов в памяти прибора.

В режиме НОРМА толщиномер позволяет оперативно определять толщину ОК и оценивать ее принадлежность заданному интервалу и критерию срабатывания АСД.

В режиме ПАМЯТЬ толщиномер позволяет оперативно определять толщину ОК, просматривать на экране сохраненные в память результаты измерений, а также выполнять коррекцию записей, проводя повторные измерения с записью данных в корректируемые ячейки памяти.

Режим НАСТРОЙКА позволяет изменять выбранные условия и параметры измерений. Набор параметров, доступных для редактирования, состоит из общих для всех режимов и индивидуальных для каждого режима измерений.

Вид дисплея толщиномера представлен на рисунке 29.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 25 – Вид дисплея толщиномера А1209

4.3 Выполнение замеров толщины стенок нефтепровода

Толщиномер ультразвуковой А1209

Замер толщины стенок трубопроводов должен производиться на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах (коленах, гйбах), тройниках, врезках, местах сужения трубопроводов, перед арматурой и после нее, в местах скопления влаги, веществ, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах, тупиковых и временно неработающих участках, корпусах арматуры, воротниках фланцев, а также на прямых участках трубопроводов технологических установок через 20 м и менее и межцеховых трубопроводов через 100 м и менее.

Обязательной толщинометрии подлежат отводы (колена, гйбы) в местах со стороны большого и малого радиусов гйба, а также на нейтральной линии.

Число точек замера на элементах трубопровода определяется специалистами, проводящими обследование, с обеспечением надежной оценки толщины стенки.

4.3.1 Замеры на прямолинейной части трубопровода

Для прямых участков нефтепроводов длиной до 20 м и межцеховых трубопроводов длиной до 100 м следует выполнять замер толщины стенок не

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

менее чем в трех сечениях А, Б, В (около сварных швов и в средней части участка) по 5 точек в каждом сечении на 3ч, 5ч, 6ч, 7ч, 9ч и 12ч (рисунок 26):

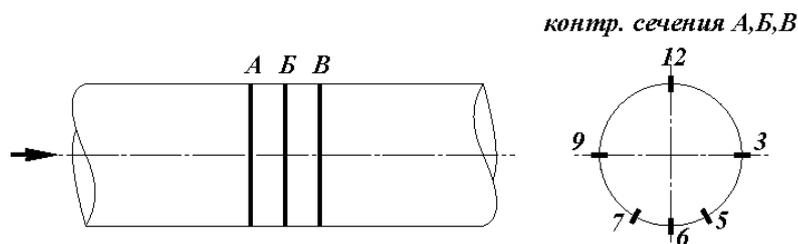


Рисунок 26 – Схема замеров для выполнения толщинометрии прямолинейной части трубы

4.3.2 Замеры на отводах

Для отводов в четырех сечениях А, Б, Е, Ж (до и после сварного шва) - на 3ч, 6ч, 9ч и 12ч циферблата и в сечениях В,Г,Д (в растянутой зоне) – на 3ч, 6ч, 7ч, 8ч, 9ч, 10ч, 11ч и 12ч циферблата (рисунок 27):

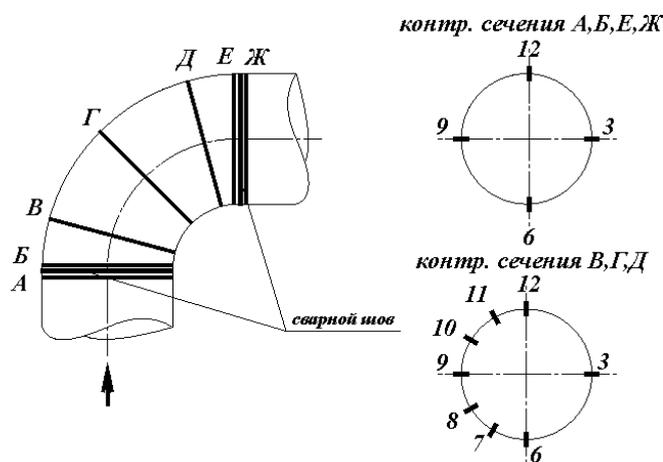


Рисунок 27 – Схема замеров для выполнения толщинометрии на отводе

4.3.3 Замеры на переходах

При выполнении толщинометрии переходов замеры выполняются в сечениях А,Б,Г,Д (до и после сварных швов) и в сечении В (на конической (центральной) части) – на 3ч, 5 ч, 6 ч, 7 ч, 9 ч и 12ч циферблата (рисунок 28).

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

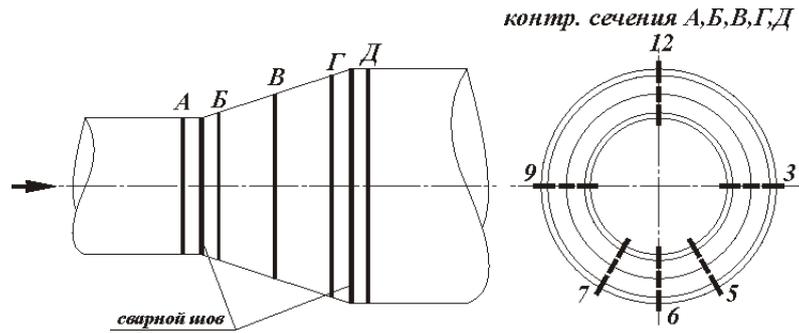


Рисунок 28 – Схема замеров для выполнения толщинометрии на переходе

Результаты замеров толщины стенок трубопровода оформляются в виде акта ультразвуковой толщинометрии.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Методика расчета скорости коррозии

В зависимости от применяемого метода контроля скорости коррозии металла трубопровода применяется соответствующая методика обработки полученных данных.

5.1.1 По результатам ультразвуковой толщинометрии

Ультразвуковая толщинометрия выполняется согласно коррозионным картам. Точки для УЗТ выбираются в местах, наиболее подверженных коррозии (отводы, тройники, переходы).

Сплошной контроль элементов трубопровода различными методами выполнить не всегда возможно (из-за недоступности некоторых его участков), а в ряде случаев в этом нет необходимости, поэтому применяют выборочный контроль и оценку поврежденности по наибольшим размерам выявленных дефектов [20].

По значениям фактической толщины стенки трубы (приводится таблица фактической толщины стенки по результатам диагностики для заданного варианта) определяется среднее значение измеренной толщины стенки трубы (t_{cp}):

$$t_{cp} = \frac{\sum t_i}{n} \quad (2)$$

где

t_i – результаты измерений;

n - число замеров.

Вычисляется среднее квадратическое отклонение σ по результатам измерений на нескольких участках поверхности, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, по формуле:

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата				
Разраб.		Чечушков Л.А.			5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				ДР	58	93
Консульт.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum (t_i - t_{cp})^2} \quad (3)$$

Определяется минимальная возможная толщина стенки t_{min} с учетом не контролируемых участков поверхности для доверительной вероятности 95% применительно ко всем промышленным трубопроводам по формуле:

$$t_{min} = t_{cp} - 2 * \sigma \quad (4)$$

Если имеется измеренное значение толщины стенки t_{min}^i , меньшее, чем t_{min} , то за значение t_{min} принимается значение t_{min}^i .

Расчет скорости коррозии выполняется по минимальной вероятной толщине.

Формула для определения средней скорости коррозии (V_{cp}):

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} \quad (5)$$

где

t_n – номинальная (проектная толщина трубопровода);

τ – срок эксплуатации трубопровода.

5.1.2 По результатам гравиметрического метода

Для оценки эффективности мероприятий по применению ингибиторов используется несколько критериев [21]:

а) оценка скорости коррозии K_{oc} , которая учитывает убыль металла на площади S :

$$K_{oc} = \frac{\Delta m}{S * t} \quad (6)$$

где:

K_{oc} – скорость коррозии, г/м²час или мм/год;

Δm – убыль массы;

S – площадь поверхности;

t – время.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

б) защитное действие (Z) в процентах вычисляют по формуле:

$$Z = \frac{K_{СК} - K_{ОС}}{K_{СК}} \cdot 100, \quad (7)$$

где:

$K_{СК}$ – скорость коррозии в отсутствие ингибитора, г/м²час или мм/год;

$K_{ОС}$ – остаточная скорость коррозии в ингибированной среде.

в) коэффициент торможения скорости коррозии вычисляют по формуле:

$$K = \frac{K_{СК}}{K_{ОС}} \quad (8)$$

г) стоимость ингибирования единицы объема рабочей среды $\mathcal{E}_{уд}$:

$$\mathcal{E}_{уд} = C_{уд} * C_{эф} \quad (9)$$

где:

$C_{уд}$ – цена единицы массы ингибитора, руб/кг;

$C_{эф}$ – эффективная концентрация, кг/м³.

5.1.3 По методу электрического сопротивления ER

Метод электрического сопротивления (в зарубежной терминологии Electrical Resistance - ER) основан на изменении электрического сопротивления специального элемента, который выполнен из исследуемого металла, экспонирующегося в рабочей среде.

Электрическое сопротивление элемента металла или сплава определяется по формуле:

$$R = r \frac{L}{A} \quad (10)$$

где:

L – длина элемента;

A – площадь поперечного сечения;

r – удельное сопротивление.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Особенно сильное изменение электрического сопротивления наблюдается при межкристаллитной коррозии. Начальное сопротивление образца круглого сечения можно записать как [22]

$$R_0 = \frac{\rho_0 l_0^4}{\pi D_0^2} \quad (11)$$

где

ρ_0 – удельное сопротивление образца;

l_0 – исходная длина образца;

D_0 – исходный диаметр образца.

Через какое-то время в результате воздействия коррозионной среды диаметр образца станет D_1 и электрическое сопротивление можно будет записать:

$$R_1 = \frac{\rho_0 l_0^4}{\pi D_1^2} \quad (12)$$

Запишем абсолютное изменения электрического сопротивления:

$$\Delta R = R_1 - R_0 = \frac{4\rho_0 l_0^4}{\pi} * \left(\frac{1}{D_1^2} - \frac{1}{D_0^2} \right) \quad (13)$$

Относительное изменение электрического сопротивления запишем как:

$$\frac{(R_1 - R_0)\pi}{4\rho_0 l_0^4} = D_0^2 - \frac{D_1^2}{D_0^2} - D_1^2 \quad (14)$$

Учитывая, что $\pi D_1^2 / 4\rho_0 l_0^4 = 1/R_1$, получим

$$1 - \frac{D_1^2}{D_0^2} = \frac{(R_1 - R_0)}{R_1} \quad (15)$$

Из этого выражения следует, что измерив сопротивление до и после эксперимента, можно рассчитать диаметр образца после воздействия коррозионной среды.

Стойкость материала к коррозии можно характеризовать, вычисляя не глубину проникновения, а относительное изменение сопротивления по формуле:

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_w = \frac{(R_1 - R_0)}{R_0} \quad (16)$$

где

R_1 – сопротивление образца после воздействия коррозионной среды, Ом;

R_0 – сопротивление образца до воздействия коррозионной среды, Ом.

Скорость коррозии, рассчитанная по убыли исследуемого материала, зависит от изменения электрического сопротивления. Определяется значение скорости коррозии по следующей формуле:

$$K = 975 * \frac{\frac{(R_1 - R_0)}{R_0}}{1 + \frac{(R_1 - R_0)}{R_0}} * \frac{1}{\tau} \quad (17)$$

где

τ – время от начала замеров;

R_0 – сопротивление об

5.2 Расчет остаточного ресурса нефтепровода [20]

Оценка остаточного ресурса основных несущих элементов трубопровода, повреждающим фактором для которого является общая коррозия, производится по формуле:

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{t_{\text{min}} - t_{\text{отб}}}{V_{\text{ср}}} \quad (18)$$

где

$\tau_{\text{ост}}$ - остаточный ресурс элемента, годы;

t_{min} - минимальная толщина элемента, мм;

$t_{\text{отб}}$ - отбраковочная толщина элемента, мм;

Значение отбраковочной толщины может приниматься из паспорта или из расчета с учетом фактических свойств металла.

Если по результатам расчетов оказалось, что $t_{\text{min}} < t_{\text{отб}}$, то делается вывод о том, что дальнейшая эксплуатация трубопровода может выполняться

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

только при условии ремонта (замены) участков, где толщина стенки оказалась по результатам замеров меньше браковочной.

За остаточный ресурс трубопровода принимается минимальное из полученных значений расчетного ресурса основных несущих элементов

(труба, отвод (колено, гиб), переход, врезка, тройник (кованный, литой) и др.), которое обеспечит безопасную эксплуатацию трубопровода в течение прогнозируемого назначенного ресурса.

В тех случаях, когда расчетный остаточный ресурс трубопровода превышает десять лет, остаточной ресурс принимается равным десяти годам.

По истечении установленного остаточного ресурса трубопровода для оценки возможности его дальнейшей эксплуатации необходимо определение нового остаточного ресурса.

5.3 Оформление заключения

Результаты обследования технического состояния трубопровода и его основных несущих элементов должны оформляться в виде заключения (рисунок 33). В заключение прикладываются подтверждающие документы.

В приложения должны входить все полученные материалы:

- технические данные трубопровода согласно;
- результаты обследования технического состояния трубопровода согласно;
- результаты расчетов на прочность согласно;
- результаты исследований механических свойств, химического состава и микроструктуры металла и сварных соединений при их выполнении согласно раздела.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 29 - Рекомендуемая форма заключения толщинометрии трубопровода

Заключение подписывается исполнителями работы, утверждается руководством организации-исполнителя работ и прикладывается к документации на эксплуатирующиеся трубопроводы (рекомендуемая форма Заключения приведена на рисунке 33).

Пример оформленного заключение толщинометрии приведен на рисунке 29.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

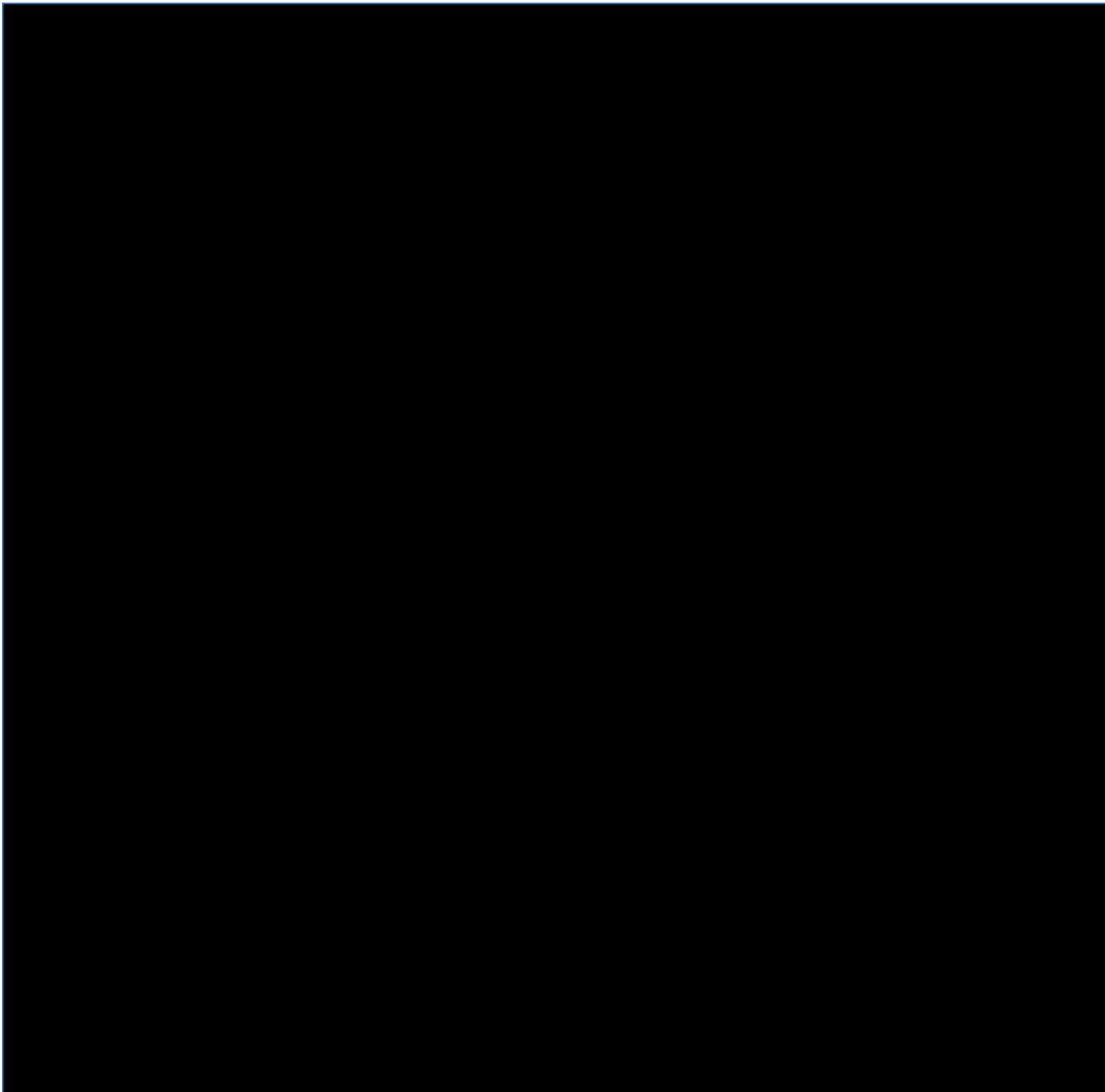


Рисунок 30 – Пример оформленного заключения толщинометрии

5.4 Обработка результатов толщинометрии (заключение № 20)

Используя протокол толщинометрии выполним следующие вычисления.

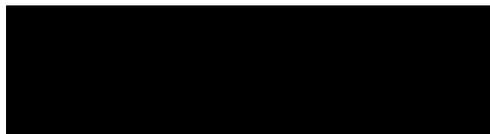
Минимально измеренная толщина стенки:

██████████

████████████████████

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Среднее квадратическое отклонение



Минимальная возможная толщина стенки



Рассчитанная минимально возможная толщина стенки равна фактически минимально измеренной толщине стенки:



Средняя скорость коррозии равна:

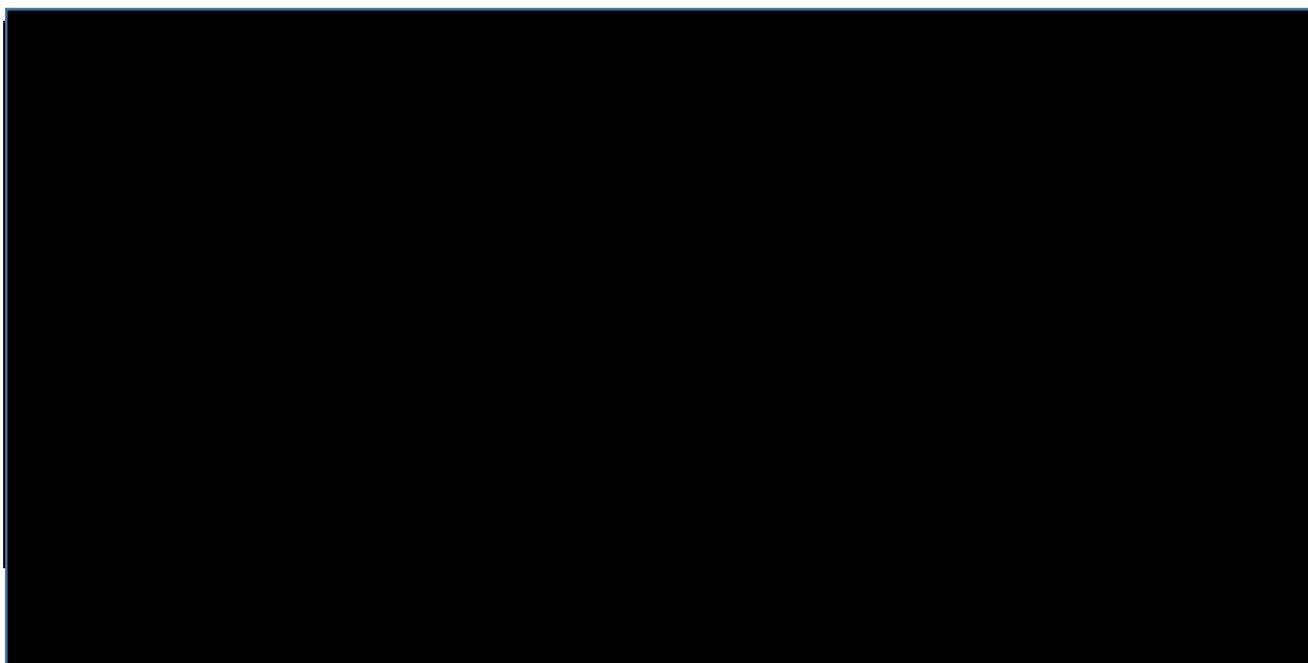


Остаточный ресурс нефтепровода равен:



Все результаты вычислений занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Протокол толщинометрии



					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

6.1. Техничко-экономическое обоснование проведения работ

Для эффективной работы магистральных нефтепроводов необходима периодическая диагностика трубопровода.

Такая диагностика выполняется на основании Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под давлением», которые утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 25.03.2014 года.

При диагностике трубопровода выполняется следующий перечень работ:

- визуальный осмотр трубопровода, деталей трубопровода и сварных стыков;
- ультразвуковая толщинометрия труб и деталей трубопровода согласно схемы трубопровода;
- сканирование участков трубопровода согласно предоставленному перечню;
- обработка результатов замеров;
- оформление акта толщинометрии.

При проведении диагностики нефтепровода всегда возникают затраты финансового характера.

Целью данной работы является определить структуру и размер финансовых затрат.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата				
Разраб.		Чечушков Л.А.			6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				ДР	67	93
Консульт.						ТПУ гр 3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

6.2. Разработка графика выполнения диагностирования

Для выполнения работ по диагностике трубопровода зарезервировано 22 дня.

За это время группа сотрудников экспертной организации в составе руководителя, инженера, трех линейных работников и подсобного рабочего должны выполнить весь перечень предусмотренных работ.

Каждый специалист должен отработать определенное количество рабочих дней:

- руководитель присутствует на площадке 10 дней, в его обязанности согласование объемов, времени выполнения работ и контроль сроков выполнения работ по диагностике;

- инженер находится на территории замеров все 22 дня, в его обязанности входит общее руководство работами и контроль качества выполнения работ по диагностике;

- линейные работники находятся на площадке все 22 дня, в их обязанности входит весь перечень текущих работ по диагностике: визуальный осмотр трубопровода, выполнение ультразвуковой толщинометрии сканирование участков трубопроводов;

- подсобный рабочий находится на площадке все 22 дня, в его обязанности входит подготовка трубопровода к замерам (шурфование, зачистка трубопровода, подготовка приборов к диагностике).

Календарный план выполнения работ предоставлен в таблице 7.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Таблица 7 –Календарный план выполнения работ

Вид работ	Исполнители	Календ. дни	Дни выполнения работ																					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Согласование работ и контроль сроков	Руководитель	10																						
Общее руководство, контроль качества работ	Инженер	22																						
Выполнение диагностики	Линейные работники	22																						
Помощь при работах	Подсобный рабочий	22																						

При расчете затрат на проведение обследования трубопровода необходимо учесть все возможные затраты, которые могут возникнуть.

Затраты на проведение диагностики трубопровода сведем в отдельные таблицы 8-15, а в таблицу 16 сведем все затраты.

6.3. Затраты на оборудование

В таблицу 8 внесем данные всего оборудования, которое используется во время диагностики трубопровода: ультразвуковой толщиномер, система «TesTex», прибор для визуального контроля, твердомер и прибор для акустико-эмиссионного контроля

Таблица 8 – Затраты на спецоборудование

Наименование оборудования	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб
Ультразвуковой толщиномер Panamatrix	шт.	1	48300,00	48300,00
Система «TesTex»	шт.	1	220013,00	220013,00
Комплект для визуального осмотра	шт.	1	9900,00	9900,00
Твердомер (Leeb 110)	шт.	1	26012,26	26012,26
Акустико-эмиссионная система «Малахит»	шт.	1	29680,00	29680,00
Итого:				333905,26

6.4. Затраты на материалы и комплектующие

В таблицу 10 запишем все затраты на запасные части и комплектующие материалы.

Таблица 10 – Затраты на материалы и комплектующие

Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб
Комплектующие и запчасти	шт.	5	26000,00	13000,00
Прочее	шт.	1	10000,00	10000,00
Итого:				14000,00

6.5. Затраты на оплату труда

В таблице 11 выполнен расчет затрат на заработную плату для сотрудников, выполняющих диагностику нефтепровода.

Основной персонал находится на исследуемом участке в течение 22 дней, за исключением руководителя, который будет работать 10 дней, выполняя функции контроля.

Таблица 11 – Затраты на оплату труда

Наименование категории	Численность по штату	Средняя заработная плата (чел/день)	Количество дней работы	Фонд зарплаты на весь объем
Руководитель	1	3770	10	37700,00
Инженер	1	2820	22	84040,00
Линейные работники	3	1800	22	118800,00
Подсобный рабочий	1	1200	22	26400,00
Итого:	6	14190		266940,00

6.6. Затраты на страховые взносы

В таблице 12 выполнен расчет страховых взносов в фонд социального страхования в размере 30,2 % (30 % - базовый тариф, 0,4 % - отчисления на травматизм в рамках деятельности предприятия).

Таблица 12 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования

Заработная плата, руб.	% отчислений	Сумма отчислений, руб
266940	30,4	81149,76

6.7. Затраты на амортизацию основных средств

В таблице 13 выполнены расчеты размеров амортизационных отчислений основных средств. Норма амортизации равна 10 % от балансовой стоимости

Таблица 13 – Затраты на амортизацию ОС

Наименование основных средств	Численность по штату	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования, год	Амортизация, руб.
Ультразвуковой толщиномер Panamatrix	1	48300,00	25%	4	12075,00
Система «TesTex»	2	220013,00	25%	4	55003,25
Итого:					67078,25

6.8. Затраты на прочие расходы

В таблице 15 рассчитаны затраты на прочие (коммунальные) затраты при выполнении работ по диагностированию нефтепровода.

Таблица 15 – Затраты на прочие расходы

Вид затрат (коммунальные услуги)	Тариф, руб/кв.м.	Кол-во, м ²	Время использования, мес	Стоимость, руб
Электроэнергия	1,08	44	0,66	31,36
Теплоснабжение	20,14	540	0,66	7177,90
Канализация	16,00	320	0,66	3379,20
Водоснабжение	22,98	540	0,66	8190,07
Итого:				18778,53

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

6.9. Затраты на накладные расчеты

В таблице 14 выполнены расчеты накладных расходов в размере 10 % от общего объема затрат.

Таблица 14 – Затраты на накладные расходы

Наименование затрат	Общий объем затрат, руб	% накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб
Спецоборудование	333905,26	10	33390,53
Материалы и комплектующие	14000,00	10	1400,00
Оплата труда	266940,00	10	26694,00
Начисления на оплату труда	69404,40	10	6940,44
Амортизация основных фондов	67078,25	10	6707,83
Итого прямых затрат			75132,8

6.10. Сводная смета затрат

В таблице 16 представлена сводная смета затрат на выполнение диагностирования нефтепровода. Также выполнены расчеты по определению процентного содержания каждой статьи расхода.

Таблица 16 - Смета затрат на выполнение диагностических работ

Наименование затрат	Общий объем затрат, руб	% расходов по статье
Спецоборудование	333905,26	36,04
Материалы и комплектующие	14000,00	1,51
Оплата труда	266940,00	28,82
Начисления на оплату труда	69404,40	7,49
Страховые взносы	81149,76	8,76
Амортизация основных фондов	67078,25	7,24
Накладные расходы	75132,8	8,11
Прочие затраты	18778,53	2,03
Итого прямых затрат	926389	100,00

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Введение

Выпускная квалификационная работа посвящена проведению ультразвукового обследования магистрального трубопровода по перекачке нефти.

Магистральный трубопровод предназначен для транспортировки нефти в предусмотренных проектами объемах.

Согласно проектной документации нефтепровод укомплектован запорной и запорно-регулирующей арматурой, позволяющей вести процесс транспортировки нефти в автоматическом режиме.

Конструкция магистрального трубопровода соответствует требованиям стандартов безопасности труда.

Магистральный трубопровод по перекачке нефти является опасным производственным объектом, поэтому важнейшей задачей при производстве работ по оценке НДС является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

В данном разделе рассматриваются опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при проведении работ на магистральном трубопроводе, а также мероприятия с помощью, которых возможно устранить эти факторы.

7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на НПС

В соответствии с нормативными документами, к работе на компрессорной станции допускаются только лица, достигшие 18-летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, обученные безопасным методам ведения работы,

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Литера	Лист	Листов
Разраб.		Чечушков Л.А.				ДР	73	93
Руковод.		Чухарева Н.В				ТПУ гр 3-2ББА		
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В						

прошедшие инструктаж на рабочем месте и получившие допуск к самостоятельной работе [23].

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [24], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливается на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия. Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации [24]:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
- дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск, (не менее 7 календарных дней);
- увеличение размера оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения;
- бесплатное лечение и оздоровление;
- выдача расходных материалов – спецодежды, спецобуви, обеззараживающих средств.

Для наиболее безопасного и эффективного ведения работ рабочее место должно быть правильно организовано.

Рабочая зона, ее оснащенность и ее оборудование, которые применяются в соответствии с характером выполняемой работы, должны обязательно обеспечивать безопасность рабочего, сохранение его здоровья и поддержание работоспособности всего персонала организации [24].

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Важно, чтобы организация осуществляла проверку и оценку состояния охраны труда и промышленной безопасности, которая включает в себя следующие уровни и формы контроля:

- проведение постоянного контроля рабочими исправности технологического оборудования, приспособлений, инструмента;
- проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по охране труда;
- проведение периодического оперативного контроля, который проводится руководителями работ и подразделений организации согласно их должностным обязанностям;
- проведение выборочного контроля состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

Проведение инструктажа по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности.

Также важно осуществлять проведение регулярных учебно-тренировочных занятий, направленных на приобретение устойчивых навыков применения технических средств и приспособлений, СИЗ и соблюдения мер безопасности в период проведения производственных мероприятий.

7.3 Производственная безопасность

В соответствии с ГОСТ 12.0.003–2015 [25] неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- 1) опасные производственные факторы;
- 2) вредные производственные факторы.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.4 Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению их воздействия

Потенциально возможными вредными и опасными факторами для организма человека на магистральном нефтепроводе являются:

- неудовлетворительные метеорологические условия;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- поражение электрическим током;
- повышенные уровень шума и вибрации на рабочем месте;
- оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;
- повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, токсические вещества;
- пожаровзрывоопасность на объектах.

7.4.1 Неудовлетворительные метеорологические условия

Метеорологические условия - сочетание температуры, влажности, и скорости движения воздуха. Микроклимат оказывает влияние на процесс теплообмена и характер работ. Длительное воздействие на человека неблагоприятных условий резко ухудшает его самочувствие, снижается производительность труда, и приводит к заболеванию.

а) высокая температура воздуха

Воздействие высокой температуры быстро утомляет, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профессиональным заболеваниям.

Требование Трудового кодекса ограничивает работу на жаре. Так, при опасных температурах воздуха (свыше 32,5°C) работать на улице не рекомендуется [26].

При невозможности перенести работы на утро и вечер вместо жарких дневных часов, требуется соблюдать продолжительность рабочих периодов: не более 15-20 минут, чередуя их с отдыхом в помещении с комфортной

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

температурой (не менее 10-12 минут). Во избежание слишком большого перепада температур по сравнению с улицей, в комнате отдыха должна также тщательно отслеживаться температура воздуха в помещении. Норма составит 24-25°C.

К работе при чрезмерной жаре допускаются работники не моложе 25-летнего и не старше 40-летнего возраста.

б) низкая температура

Низкая температура – местное или общее охлаждение организма, причина простудных заболеваний или обморожения.

Режим работы в морозы существенно отличается от стандартного графика осуществления трудовых функций.

Обусловлено это негативным влиянием на организм человека пониженной температуры воздуха. В каком ритме работать в холодное время года, необходимо решать с привязкой к имеющимся условиям труда и типу рабочей деятельности. Если человек при реализации рабочих задач мало двигается, он будет быстро замерзать, поэтому для такой категории лиц нужны более частые перерывы на обогрев. Для всех категорий сотрудников на период холодов действует правило по сокращению рабочего времени (вплоть до приостановки деятельности) [26].

Допуск работника к работе в нестандартных климатических условиях или в неблагоприятном температурном режиме осуществляется только при отсутствии медицинских противопоказаний.

В ст. 109 ТК РФ зафиксирован порядок реализации трудовых функций на холоде – работодатель должен предусмотреть в распорядке дня сотрудников перерывы на обогрев. В местах обогрева температура не должна быть ниже 21-25 градусов. Для обеспечения безопасности трудовой деятельности в холодное время года работодатель должен выдавать работникам комплекты теплой спецодежды.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Как организовывается работа в сильные морозы, прописано в Методических рекомендациях, изданных Минтрудом МР.2.2.7.2129-06.2.2.7. В документе приведены таблицы, отражающие нормы пребывания на открытых пространствах без ущерба для здоровья с привязкой к климатическим регионам. Например, работа на улице в мороз в северных районах при низкой подвижности приведет к быстрому переохлаждению – оно наступит через 2,8 часа при -10 градусах, а при -40 градусах достаточно пробыть на улице 0,6 часа.

3) высокая влажность воздуха

Высокая относительная влажность при высокой температуре способствует перегреву организма; при низкой усиливает теплоотдачу с поверхности кожи, что ведет к переохлаждению.

4) низкая влажность воздуха

Низкая влажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей.

7.4.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для производственных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение.

При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог .

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [27,28].

7.4.3 Поражение электрическим током

Причины поражения человека электрическим током:

1) Случайное прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением в результате: ошибочных действий при проведении работ,

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

неисправности защитных средств, которыми потерпевший касался токоведущих частей и др.

2) Появление напряжения на металлических конструктивных частях электрооборудования в результате: повреждения изоляции токоведущих частей, замыкания фазы сети на землю, падения провода, находящегося под напряжением, на конструктивные части электрооборудования и др.

3) Появление напряжения на отключенных токоведущих частях в результате: ошибочного включения отключенной установки, замыкания между отключенными и находящимися под напряжением токоведущими частями, разряда молнии в электроустановку и др.

4) Возникновение напряжения шага на участке земли, где находится человек, в результате: замыкания фазы на землю, выноса потенциала протяженным токопроводящим предметом, неисправности в устройстве защитного заземления.

Чтобы предупредить возможность случайного проникновения и тем более прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, используются защитные сетчатые и смешанные ограждения (переносные временные ограждения и плакаты). Ограждению подлежат неизолированные токоведущие части выключателей, подающих напряжение на установки.

Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), резиновые коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные каски или очки и т.п.

7.4.4 Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Уровень шума регламентирует ГОСТ 12.1.003 - 2014 [30]. Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

Персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми отраслевыми нормами и характером выполняемой работы. В качестве СИЗ Государственным стандартом предусмотрены заглушки-вкладыши, заглушающая способность которых составляет 6 – 8 дБА. В случае более высокого превышения уровней шума следует использовать наушники, надеваемые на ушную раковину.

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся: совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования; использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи); средств звукопоглощения.

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6 – 9 Гц [31].

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента и средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них;
- введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих;
- вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации) [31].

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

7.4.5 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью. Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть [32]:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности);
- нарушение технологического режима;
- конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды;
- неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах;
- ошибки обслуживающего персонала и т. д [32].

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта.

7.4.6 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны, токсические вещества

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1 – 10 мг/м³. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обеспечивать соответствующими противогазами или другими средствами защиты органов дыхания [33].

Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону. Основная потенциальная опасность при прорыве нефтепровода – нефть.

Нефть – горючая маслянистая жидкость, преимущественно темного цвета, представляет собой смесь различных углеводородов.

Опасные и вредные свойства нефти и входящих в ее состав легких и тяжелых углеводородных фракций (газожидкостной нефтегазовой среды) заключается в следующем:

- нефтегазовая среда взрыво- и пожароопасна;
- нефть имеет низкую температуру вспышки (-36 - +35 °С);
- способна накапливать электрические заряды, создающие реальную угрозу взрыва, пожара и поражения людей электрическим током;
- образует с серой пирофорные соединения, способные при контакте с воздухом самовоспламеняться;
- нефть и нефтепродукты токсичны;
- отдельные ее фракции и компоненты химически агрессивны;
- углеводородные газы, содержащиеся в нефти, взрывоопасны и токсичны;
- углеводородные газы нефти тяжелее воздуха в 3-4 раза, поэтому способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, приямках, колодцах, оврагах) и продолжительное время удерживаться там.

ПДК нефтепродуктов и углеводородов нефти - 300 мг/м³ ПДВК до 5% НКПР (примерно 2000 мг/м³).

Основные мероприятия для снижения воздействия потенциальных опасных и вредных факторов: постоянный контроль воздушной среды на производственном участке, использование индивидуальных средств защиты органов дыхания.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.4.7 Пожаровзрывоопасность на объектах

Пожаровзрывоопасность – возможность возникновения взрыва или пожара внутри технологического оборудования.

Причинами возникновения пожаров на промышленных предприятиях чаще всего бывают:

- нарушения, допущенные при проектировании и строительстве зданий и сооружений;
- нарушение правил пожарной безопасности работниками предприятий, неосторожное обращение с огнём;
- нарушение правил пожарной безопасности при проведении огневых и сварочных работ;
- нарушение правил безопасности при эксплуатации электрооборудования и электроустановок;
- эксплуатация неисправного оборудования.

Причинами взрывов на взрывоопасных предприятиях чаще всего бывают:

- разрушения и повреждения производственных емкостей, аппаратуры и трубопроводов;
- отступление от установленного технологического режима (превышение давления и температуры внутри производственной аппаратуры и др.);
- отсутствие постоянного контроля за исправностью производственных аппаратуры и оборудования и своевременностью проведения плановых ремонтных работ [34].

Мероприятия включают:

- обеспечение достаточного уровня защиты здоровья и жизни людей;
- разработку четкой и подробной системы необходимой и предусмотренной законодательством документации;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- допуск к работе любого сотрудника только после проведения соответствующего инструктажа, для которого должна быть разработана инструкция по правилам пожарной безопасности;
- проведение обучения, тренировок и аттестаций, связанных с вопросами соблюдения противопожарного законодательства;
- обеспечение рабочих мест и других территорий организации средствами и системами сигнализации и пожаротушения, наличие которых предусматривают действующие правила пожарной безопасности в Российской Федерации.

7.5 Экологическая безопасность

7.5.1 Воздействие на литосферу

Литосфера может оказаться под вредным влиянием производственной деятельности магистрального нефтепровода в результате образования или скопления количества отходов, которое превышает допустимые нормы. Важной производственной задачей является либо обеспечения полной переработки складированных вредных веществ, либо сведение к минимуму последствий возможного воздействия хранимых веществ на литосферу.

Среди мероприятий по уменьшению негативного влияния производственных процессов на литосферу необходимо выделить следующие:

1. Соблюдение правил контролируемых организаций по обязательному селективному сбору отходов, их хранению и предельному допустимому количеству складированных веществ, а также по соблюдению договоров о передаче отходов и вредных веществ специализированным организациям для утилизации;
2. Соблюдение требований технологического режима по рабочим показателям проекта;
3. Соблюдение полноты технического обслуживания, среднего и капитального ремонта;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

4. Замена уплотнений оборудования для обеспечения герметичности.

Для временного хранения отходов на линейных станциях магистрального нефтепровода должны быть предусмотрены:

- сбор ТБО и других твердых отходов - площадки с контейнерами,
- сбор избыточного активного ила - иловые площадки;
- сбор нефтяных отходов - специальные емкости;
- сбор жидких нефтесодержащих отходов - закрытые емкости.

7.5.2 Воздействие на гидросферу

Во время эксплуатации магистрального нефтепровода некоторые загрязняющие вещества, такие как, например, жидкие углеводороды, масла и присадки различного назначения могут попасть в гидросферу (реки, моря, подземные воды), тем самым нанеся ей непоправимый вред. Это может произойти в результате проведения нерегламентированных операций, либо при несоблюдении правил проведения ремонтных работ, при халатном отношении к безопасности производственного процесса во время эксплуатации оборудования.

На магистральном нефтепроводе должны быть разработаны следующие меры превентивного характера, которые могут предотвратить загрязнений сточных вод [35]:

1. Своевременный и полный контроль за оборудованием, в котором возможна утечка вредных веществ, в частном порядке включает в себя своевременную замену уплотнения оборудования и арматуры, мероприятия, направленные на поддержание целостности оборудования противокоррозионной защиты, а также соблюдение правил безопасной эксплуатации узлов ЗРА.

2. Уборка отходов производства в специализированные ёмкости, предназначенные для транспортировки до мест дальнейшей переработки.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7.5.3 Воздействие на атмосферу

Атмосферные загрязнения веществами, хранящимися и эксплуатируемыми на магистральном нефтепроводе, происходит при нарушениях в производственном режиме, которые могут быть вызваны нештатными рабочими параметрами (повышенным или пониженным давлением и температурой), при физическом или химическом износе оборудования, уплотнений и герметизирующих элементов, и т.д [35].

Распределение общей величины выбросов нефти и нефтепродуктов при их транспорте можно представить в виде следующих соотношений, представленных в таблице 16.

Таблица 16 - Величины выбросов нефти и нефтепродуктов

Соотношения	Показатели, %
Общая величина выбросов	100
При пусках и испытаниях трубопровода	73
Утечки (фугитивные выбросы):	
-уплотнения запорной арматуры по штоку	17
-фланцевые и резьбовые соединения	9,53
-предохранительные клапаны	0,47
-уплотнения затвора свечной запорной арматуры	2,9
-другое технологическое оборудование	2,81
Ремонтные работы, аварийные ситуации и др.	1,29

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На магистральном нефтепроводе наиболее возможная чрезвычайная ситуация — это пожар или взрыв.

В основе аварий могут лежать как технические причины (износ оборудования, его разрушение, нарушение технологического процесса, отказ электроники и механических средств предотвращения появления опасных факторов, таких как повышение давления), так и человеческий фактор.

Для того, чтобы уменьшить возникновения ЧС и повысить устойчивость объекта проводятся следующие мероприятия:

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Организация технической диагностики оборудования, коммуникаций, их техническое обслуживание и ремонт.
2. Использование современных приборов контроля и сигнализации.
3. Проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом, медицинских обследований работников на предмет соответствия их здоровья установленным требованиям.
4. Соблюдение всех правил и требований работы с оборудованием, неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.

Пожаровзрывоопасность

Опасность возникновения пожаров на предприятиях нефтегазовой промышленности определяется прежде всего физико-химическими свойствами нефти, которая при несоблюдении определенных требований безопасности воспламеняется, вызывает пожары и взрывы, влекущие за собой аварии.

Рассмотрим ландшафтный пожар как фактор возникновения пожаровзрывоопасности.

Ландшафтный (природный) пожар - неконтролируемый процесс горения, стихийно возникающий и распространяющийся в природной среде, охватывающий различные компоненты природного ландшафта.

Такие пожары чаще всего возникает по вине человека — это и неосторожное обращение с огнем, использование неисправной техники, и непогашенный костер, и брошенная спичка или сигарета, и детская шалость. Иногда причиной возникновения пожара может служить молния, но такие случаи довольно редки.

Профилактические мероприятия состоят в следующем:

- исключить использование открытого огня в сухое время года для исключения возгорания;
- применение автомобилей с искрогасителями;

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

- периодические тренировочные занятия членов пожарной дружины;
- наличие оборудованных мест со средствами пожаротушения.

Для того чтобы предотвратить ЧС, связанные с возникновением пожаров необходимо применять следующие меры безопасности:

- на каждом объекте на основе действующих правил пожарной безопасности должны быть разработаны противопожарные инструкции с учетом специфики производства;
- оперативный план ликвидации пожара;
- проведение систематических тренировок персонала по тушению пожара.

На линейных участках магистрального трубопровода должны иметься схемы пожарного водопровода с указанием мест установки пожарных гидрантов и кранов.

Требования по использованию первичных средств пожаротушения:

- огнетушители углекислотного типа (ОУ-2, ОУ-6, ОУ-7 и т. д.) нужны для осуществления тушения загораний различных горючих веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха.
- полотно из асбеста, войлок (кошма) необходимы для того, чтобы тушить небольшие очаги возгорания любых веществ и материалов, процесс горения которых не может происходить без доступа воздуха.
- для механического сбивания пламени и изоляции, горящего или тлеющего материала от доступа воздуха и применяют песок

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе:

1. На основании литературного обзора по использованию ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепровода рассмотрены методы диагностирования и приборы для их диагностики.

2. Рассмотрены методы расчетов скорости коррозии и остаточного ресурса трубопровода.

3. На основании данных ультразвуковой толщинометрии трубы $\varnothing 114 \times 5$ мм рассчитана минимальная толщина трубопровода, которая составила 4,0 мм. При отбраковочной толщине 2,0 мм остаточный ресурс нефтепровода составил 57 лет.

4. Проведена оценка и расчет затрат на проведение диагностики нефтепровода, которая составила 926389 рублей.

Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Разраб.		Чечушков Л.А.			ЗАКЛЮЧЕНИЕ	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.				ДР	89	93
Консульт.						ТПУ гр 3-2ББА		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Семенова И.В. и др. Коррозия и защита от коррозии / М. – Физматлит. – 2002. – с.336.
2. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 2 августа 2018 г. № 330 "Об утверждении Руководства по безопасности "Техническое диагностирование трубопроводов линейной части и технологических трубопроводов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов".
3. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов: Учебное пособие. / Жук Н.П. М. - ООО ТИД «Альянс». - 2006. - 472 с.
4. Ивановский В.Н. Теоретические основы процесса коррозии нефтепромыслового оборудования: Журнал. - «Инженерная практика». - №6, - 2020. С. 48-53.
5. Защита трубопроводов от коррозии: Учебное пособие. / Мустафин Ф.М., Кузнецов М.В., Васильев Г.Г., Кулаков В.В., Быков Л.И., Прохоров А.Д., Веселов Д.Н., Ахияров Р.Ж., Харисов Р.А. - Санкт-Петербург. – Недра. – 2005. – 620 с.
6. Коррозия и защита магистральных трубопроводов и резервуаров: Учебное пособие. / Медведева М.Л., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. - М. - 2013 - 250 с.
7. Инструкция по определению скорости коррозии металла стенок корпусов сосудов и трубопроводов на предприятиях Миннефтехимпрома СССР, Утверждено 18.10.1983 г.
8. Справочник мастера по добыче нефти и газа. / Муравьев В.М. – М., Недра. - 1975. - 264 с.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп	Дата	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	Литера	Лист	Листов
Разраб.	Чечушков Л.А.					ДР	90	93
Руковод.	Чухарева Н.В.					ТПУ гр 3-2Б6А		
Консульт.								
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							

9. ПАО «Транснефть» [Электронный ресурс] / Компания. История – URL: [История - ПАО «Транснефть» \(transneft.ru\)](http://transneft.ru)/ (дата обращения 26.02.2021).

10. АО «Транснефть – Центральная Сибирь» [Электронный ресурс] / Об организации. Деятельность—URL: [АО «Транснефть – Западная Сибирь» \(transneft.ru\)](http://transneft.ru) / (дата обращения: 26.02.21).

11. Горбатенко В.П. и др. Современные изменения климатических условий, определяющих накопление снега на автомобильных дорогах Томской области / Фундаментальная и прикладная климатология. -№4 -2018. – с. 54.

12. Алешин Н.П., Лупачев В.Г. Ультразвуковая дефектоскопия – Справочное пособие. – Минск., - Высшая школа. -1987. – 271 с.

13. Ермолов И.Н., Ермолов М.И. Ультразвуковой контроль. Учебник для специалистов 1 и 2 уровней квалификации – М., - 2003. -2019 с.

14.<https://iseptick.ru/truby-i-fitingi/defektoskopiya-truboprovodov-raznovidnosti-metodov.html>

15. ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

16. Ультразвуковые дефектоскопы | Альфа-Тест (alfatest.ru)

17. http://www.seg-group.com/ru/labs/lab_lk/uz-tolshinometr.php

18.<https://unicon-pirs.ru/uslugi/kompleksnaya-diagnostika-truboprovodov/naruzhnoe-diagnosticheskoe-obsledovanie-truboprovodov/ultrazvukovaya-tolshchinometriya/>

19. Толщиномер ультразвуковой А1209. Руководство по эксплуатации. АПЯС.412231.017 РЭ. М., Акустические контрольные системы. – 2015. 52 с.

20. Отраслевой стандарт Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений, Дата введения 2002-10-01.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

21. Критерии оценки защитной эффективности ингибиторов коррозии / Вигдарович В.И., Стрельникова К.О. – Конденсированные среды и межфазные границы. – т. 13, №1. – 2010. - с. 24-28.

22. Фокин М.Н., Жигалова К.А. Методы коррозионных испытаний металлов. – М., - Металлургия. -1986. -80 с.

23. ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов, утв. 05.06.03г.

24. Федеральный закон от 28.12.2013 №426 – ФЗ, О специальной оценке условий труда. – М.: МЦФЭР, 2014. – 120 с

25. ГОСТ 12.3.002–75. ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

26. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021)

27. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

28. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.ГОСТ 50571_3-94. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. Дата введения 01.01.1995.

29. ГОСТ 12.1.003 - 2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

30. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

31. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под давлением / Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 25.03.2014г.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

32. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

33. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

34. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

35. РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа

36. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводе, утв. 01.11.1995 Минтопэнерго.

					Использование ультразвуковых систем для определения коррозионного состояния нефтепроводов	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

