

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Расчет технического состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающей станции «Александровская»»

УДК 622.692.5-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Фисенко В.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Романюк В. Б.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	Д.Т.Н, профессор		

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

Планируемые результаты обучения

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

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>обработать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О. Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗА	Фисенко Владиславу Александровичу

Тема работы:

«Определение технического состояния технологических трубопроводов нефтеперекачивающей станции «Александровская»»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2820/с от 19.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017г.
--	--------------

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>Технологический трубопровод, смонтированный на НПС «Александровская». Линейная часть. Диаметр нефтепровода 530,720 и 1220 мм, толщина стенки 10 мм, протяженность 1000 м. Температура транспортируемого продукта 40 °С.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Объекты и методы исследования. Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов. Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность при определении технического состояния технологического трубопровода.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>- Схема неразрушающего контроля; - Технологическая схема НПС «Александровская».</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>Романюк В.Б.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Грязнова Е.Н.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>01.02.2017г</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>Антропова Н.А.</p>	<p>к.г.-м.н.</p>	<p> </p>	<p>01.02.2017</p>

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2Б3А</p>	<p>Фисенко Владислав Александрович</p>	<p> </p>	<p>01.02.2017</p>

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 21.06.2017 г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2017	<i>Объекты и методы исследования</i>	10
17.04.2017	<i>Методы определения технического состояния</i>	10
19.04.2017	<i>Расчет на прочность и расчет остаточного ресурса технологического трубопровода</i>	30
26.03.2017	<i>Социальная ответственность</i>	10
21.03.2017	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
29.04.2017	<i>Заключение</i>	10
25.05.2017	<i>Презентация</i>	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Антропова Н. А.	к.г.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 182 с., 39 рис., 43 табл., 1 схема, 66 источников, 3 прил.

Ключевые слова: диагностика, технологический трубопровод, техническое состояние, охрана труда, расчет.

Объектом исследования является (ются) технологические трубопроводы

Цель работы – рассмотрение методов диагностики и расчета технического состояния технологических трубопроводов на НПС «Александровская»

В процессе исследования проводились расчеты на определение остаточного ресурса технологического трубопровода, расчеты на твердость металла, расчеты толщины стенки трубопровода. Рассмотрены вопросы определения технического состояния, проведения диагностики и экспертизы. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства и эксплуатации, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен анализ методов определения технического состояния технологического трубопровода. На основании полученных результатов было выявлено, что применение разных методов и составление программы с учетом достоинств и недостатков каждого метода, может улучшить процесс и результат определение технического состояния.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, полевые работы, работы с системами неразрушающего контроля, методики расчета технического состояния технологических трубопроводов и т.д.

ABSTRACT

Graduation qualification work 182 pp., 39 figures, 43 tables, 66 sources, 1 diagram, 3 app.

Keywords: diagnostics, technological pipeline, technical condition, labor protection, calculation.

The object of the research is the technological pipelines.

The purpose of the work is to consider the methods of diagnostics and calculation of the technical condition of the technological pipelines at the NPP "Aleksandrovskaya".

In the process of the study, calculations were carried out to determine the residual life of the process pipeline, calculations for the hardness of the metal, and calculations for the wall thickness of the pipeline. The issues of determining the technical state, conducting diagnostics and expertise are considered. The measures on labor protection and safety of construction and operation, environmental protection, technical and economic part are given.

As a result of the research, an analysis was made of methods for determining the technical condition of the process pipeline. Based on the results obtained, it was found that the use of different methods and the design of a program, taking into account the merits and demerits of each method, can improve the process and result of determining the technical state.

The main design, technological and technical and operational characteristics: the technology and organization of work execution, preparatory work, field work, work with nondestructive testing systems, methods for calculating the technical condition of process pipelines, etc.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарт:

ВППБ 01-05-99 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть»»

ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные»

ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования (с Изменениями N 1, 2)»

ГОСТ 24034-80 «Контроль неразрушающий радиационный. Требования и определения»

ГОСТ 17. 4. 3. 04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»

ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1)»

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

ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования»

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

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)»

ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1)»

ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»

ГОСТ 12.1.005–88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

ГОСТ 12.1.008-76 «ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования»

ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

ГОСТ 12.1.019-79 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Изменением N 1)»

ГОСТ 12.4.009-83 «ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением N 1)»

ГОСТ 12.0.002-2014 «ССБТ. Термины и определения»

ГОСТ 12.4.026-76 «ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности»

ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности»

ГОСТ Р 56512-2015 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы»

ГОСТ Р 12.4.296-2013 «ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний»

ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров»

ГОСТ Р 12.4.236-2011 «ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования»

ГОСТ Р 22.0.02-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий (с Изменением N 1)»

ГОСТ Р ИСО 24497-3-2009 «Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 3. Контроль сварных соединений»

ГОСТ Р ИСО 15549-2009 «Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения»

ИБТВ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности»

ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов головных сооружений»

ПБ 03-593-03 «Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов»

ПБ 10-157-97 «Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков»

ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации»

Приказ № 260 от 23 июня 2014 года «Об утверждении административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по предоставлению государственной услуги по ведению реестра заключений экспертизы промышленной безопасности»

Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. N 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 18 декабря 1998 г. № 51 «Об утверждении Правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты»

Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 784 от 27 декабря 2012 года)

РД-23.040.00-КТН-387-07 «Методика диагностики технологических нефтепроводов НПС»

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

РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»

РД 38.13.004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 мпа (100 кгс/см²)»

РД-13.110.00-КТН-260-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть»»

РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»»

«Трудовой кодекс Российской Федерации» (с изменениями на 3 июля 2016 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года)

СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»

СанПиН 2.2.0.555-96 «Гигиенические требования к условиям труда женщин»

СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов давлением до 10,0 МПа»

СО 153-34.17.464-2003 «Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий»

СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы»

СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования (взамен СНиП 12-03-99, СНиП III- 4-80 в части разделов 1-7, ГОСТ 12.1.013-78)»

СНиП III-4-80* «Техника безопасности в строительстве»

СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1)»

Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов (в ред. Федеральных

законов от 07.08.2000 №122-ФЗ, от 10.01.2003 №15-ФЗ, от 22.08.2004 №122-ФЗ, от 09.05.2005 №45-ФЗ, от 18.12.2006 №232-ФЗ)»

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

авария: разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

давление номинальное: наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода (МПа, кгс/см²).

давление рабочее: максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа, кгс/см²).

инцидент: отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса.

отвод: деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортируемого вещества.

отказ: прекращение выполнения функций оборудования по причине выхода из строя его отдельных узлов и деталей.

переход: фасонная деталь трубопровода, предназначенная для расширения или сужения потока транспортируемого вещества; в зависимости от способа изготовления переходы подразделяются на бесшовные, вальцованные и лепестковые.

тройник: фасонная деталь трубопровода для слияния или деления потоков транспортируемого вещества под углом от 45° до 90°; в зависимости от способа изготовления тройники подразделяются на бесшовные, сварные и штампосварные.

трубопровод: сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

трубопроводная арматура: техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях и предназначенное для управления потоком рабочей среды посредством изменения площади проходного сечения.

участок трубопровода: часть технологического трубопровода, как правило, из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре. При определении участка трубопровода в его границах для одного номинального прохода должна быть обеспечена идентичность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и т.п.

фасонная деталь: часть трубопровода, предназначенная для соединения отдельных его участков с изменением или без изменения направления или проходного сечения и изготовленная из материала одной марки.

чрезвычайная ситуация: Обстановка, сложившаяся на определенной территории или акватории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Обозначения и сокращения

АЭД – акустико-эмиссионный контроль;

ВД – вибродиагностический контроль;

ВИК – визуально-измерительный контроль;

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ГВС – газоздушная среда;

ГГ – горячие газы;

ГЖ – горючие жидкости;

КИП – контрольно-измерительный пункт;
КЛ – кабельная линия электропередач;
КППСОД – камера приема-пуска средств очистки и диагностики;
ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;
МК – магнитный контроль;
ММП – магнитометрический контроль;
МН – магистральный нефтепровод;
НГ – негорючие вещества;
НК – неразрушающий контроль;
НПС – нефтеперекачивающая станция;
ПБ – промышленная безопасность;
ПВК – контроль проникающими веществами;
РД – руководящий документ;
РНУ – районное нефтяное управление;
РЭ – руководство по эксплуатации;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
ССБТ – система стандартов безопасности труда;
СУГ – сжиженные углеводородные газы;
СЭС – санитарно-эпидемиологическая служба;
ТУ – технические условия;
УЗК – ультразвуковой контроль;
УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;
УЗТ – ультразвуковая толщинометрия;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ЭХЗ – электрохимическая защита.

Оглавление

Введение.....	18
1. Объекты и методы исследования.....	21
1.1 Технологические трубопроводы.....	21
1.1.1 Назначение и состав трубопроводов.....	21
1.1.2. Условные проходы.....	22
1.1.3. Классификация трубопроводов.....	23
1.2 НПС «Александровская».....	29
1.2.1 Характеристика НПС «Александровская».....	29
1.2.2 Физико-географические условия.....	32
1.3 Методы исследования.....	38
2. Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов.....	42
2.1 Задачи осуществления экспертизы промышленной безопасности.....	42
2.2 Порядок и сроки выполнения диагностики технологических трубопроводов НПС.....	42
2.2.1 Требования к Техническому заданию.....	44
2.2.2 Требования к программе диагностики.....	45
2.2.3. Требования к выполнению работ по диагностике.....	47
2.3 Порядок осуществления полевых и камеральных работ по экспертизе промышленной безопасности технологических трубопроводов.....	49
2.3.1 Проведение анализа проектной, эксплуатационной и исполнительной документации технологических трубопроводов.....	50
2.3.2 Определение мест проведения диагностики и количества контрольных участков.....	51
2.3.3 Визуальный и измерительный контроль элементов трубопроводов.....	55
2.3.4 Визуальный контроль состояния изоляционного, антикоррозионного и теплоизоляционного покрытий.....	61
2.3.5 Проведение диагностики технологического трубопровода с помощью метода направленных волн системами экспресс диагностики Wavemaker G3 или TTF+.....	61
2.3.6 Проведение ультразвуковой толщинометрии.....	67
2.3.7 Проведение ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений технологического трубопровода.....	70
2.3.8 Проведение оценки механических свойств металла технологических трубопроводов.....	73
2.3.9 Проведение вихретокового контроля с помощью системам PS-2000, Prodigy 8C, Falcon, P 150EM 76	
2.3.10 Использование других «традиционных» методов неразрушающего контроля технологических трубопроводов.....	79
2.3.11 Методики расчетов технического состояния технологических трубопроводов.....	86
2.3.11.1 Осуществление оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов.....	87

2.3.11.2 Расчет при использовании магнитных параметров деформационной способности металла	90
2.3.11.3 Расчет срока диагностики на основе данных о наличии участков с ростом коррозионных дефектов	94
2.3.11.4 Вероятностный расчет остаточного ресурса с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы	98
2.3.11.5 Определение остаточного ресурса трубопроводов с учетом выявленных и классифицированных дефектов	102
2.3.11.5.1 Расчет малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин	102
2.3.11.5.2 Расчет остаточного ресурса с учетом характеристик трещиностойкости	104
2.3.11.6 Расчет остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов.....	106
2.3.12 Проведение анализа результатов экспертизы промышленной безопасности	108
2.4. Составление и выдача заключения по результатам экспертизы промышленной безопасности.....	109
3. Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода.....	113
3.1 Порядок выполнения расчета.....	113
3.2 Исходные данные	113
3.3 Расчет отбраковочных толщин стенок технологического трубопровода и запорной арматуры	114
3.4 Оценка твердости металла технологического трубопровода.....	117
3.5 Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода.....	118
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	122
5. Социальная ответственность	139
Заключение	169
Список используемой литературы	171
Приложение А Технологическая схема НПС «Александровская»	178
Приложение Б Схема неразрушающего контроля	179
Приложение В Сводные таблицы по результатам остаточного ресурса	180

Введение

Комплекс ремонтно-профилактических работ и резерв обеспечивает надежную поставку товарной нефти не только потребителям РФ, но и на экспорт. Но, к сожалению, с каждым годом резервов становится все меньше в результате ухудшения технического состояния обслуживаемых объектов в связи с малым объемом ремонтных работ. Следовательно, актуальной проблемой является поддержание уровня надежности объектов на необходимом уровне.

Технологическое состояние характеризуется основными показателями:

- Протяженность нефтепроводов;
- Срок службы. Трубопроводы со сроком службы от 10 до 30 лет составляют 80-85% от всех трубопроводов, при этом средний возраст трубопроводов составляет 19 лет;
- Давление. По причине потенциальной опасности трубопроводы эксплуатируются при пониженном давлении;
- Температура среды.
- Расход.

Уровень аварийности на нефтепроводах в нашей стране за последнее десятилетие стабилизировался на 0,1-0,22 аварии на 1 тысячу километров в результате повышения объемов контроля и обслуживания дефектных участков, а так же понижения на участках повышенной аварийности рабочего давления нефтепровода. Для обеспечения дальнейшей бесперебойной добычи нефти возникает необходимость либо совершенствовать, либо продлевать эксплуатационный срок существующей системы магистральных нефтепроводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»			
Разраб.		Фисенко В.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.					18	182
Консульт.						ТПУ гр. 2Б3А		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.						

Для примера Госгортехнадзор России провел анализ аварийности магистральных нефтепродуктопроводов страны за 1992-2000 годы. На рисунке 1 представлены причины аварий за данный период времени, а на рисунке 2 динамика аварийности на магистральных нефтепроводах РФ за данный период.



Рисунок 1 График аварийности нефтепроводов.

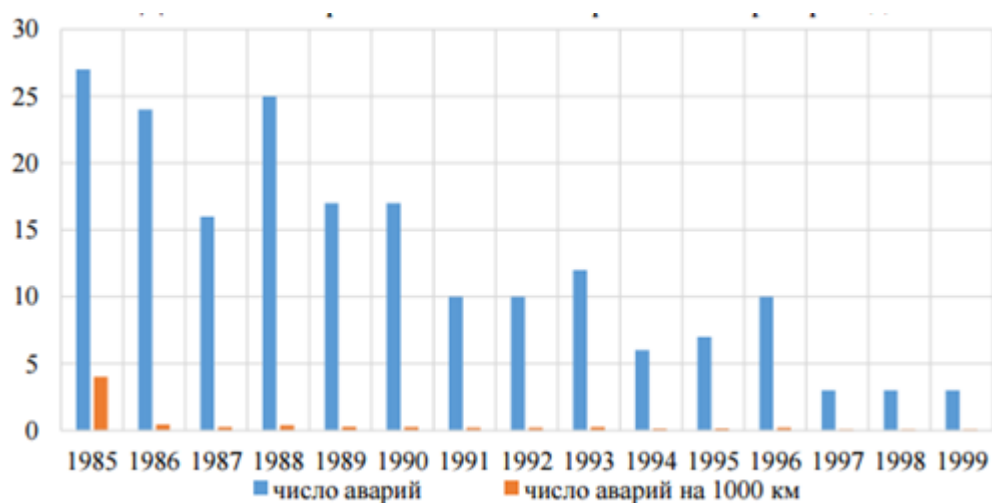


Рисунок 2 - Динамика аварийности на МН России за период 1992-2000 ГОДЫ.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что эксплуатационная надежность и несущая способность нефтепровода определяется в основном силовыми факторами, качеством используемого металла труб и его свойствами, а также способность металла сопротивляться образованию и росту трещин в эксплуатируемых условиях. Воздействие колебаний температуры, коррозионно-активных сред, рабочих напряжений и

нагрузок со временем приводит к изменению свойств и структуры металла по отношению к его первоначальным характеристикам.

Данные изменения и относятся к основе диагностирования технического состояния трубопроводов. В том числе, их так же необходимо брать в расчет при расчете остаточного ресурса трубопровода.

Целью данной работы - является рассмотрение методов диагностики и расчета технического состояния технологических трубопроводов на НПС «Александровская»

Объектом исследования - являются методы неразрушающего контроля для диагностики технологических трубопроводов и методики определения их технического состояния.

Предметом исследования - является рассмотрение методов неразрушающего контроля, применяемые для диагностики технического состояния технологических трубопроводов, а так же изучение программы обследования. В результате проведения анализа и получения результатов экспертизы ПБ осуществляется расчет остаточного ресурса технологических трубопроводов для определения их технического состояния и выносятся заключение или рекомендации по дальнейшей эксплуатации исследуемого объекта, так же осуществляется проверка на соответствие требованиям промышленной безопасности технологических трубопроводов.

Кроме традиционных методов диагностики, в данном исследовании проведен анализ инновационных методов диагностики технического состояния, зарекомендовавших себя за сравнительно короткий срок на других объектах нефтяной и газовой промышленности, и которые позволяют сэкономить не только материальные ресурсы, а так же и трудовые.

Результаты данного исследования могут быть применены в области экспертизы ПБ с целью улучшения оказания услуг экспертных организаций, а так же они применимы к предприятиям, которые занимаются добычей, транспортировкой или переработкой нефти и нефтепродуктов.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

1. Объекты и методы исследования

1.1 Технологические трубопроводы

1.1.1 Назначение и состав трубопроводов

Трубопровод – это техническое сооружение, которое состоит из труб, плотно присоединяемых друг к другу, запорной и регулирующей арматуры, различных деталей трубопроводов, контрольных и измерительных приборов, средств автоматики, крепежных деталей, различных прокладок, подвесок и опор, деталей и материалов противокоррозионной и тепловой изоляции труб и назначением которого является транспортировка углеводородного сырья к потребителям.

Технологические трубопроводы – это трубопроводы, находящиеся на территории нефтебазы, и предназначенные для транспортировки веществ, необходимых для производства технологических процессов и эксплуатации различного оборудования (сырье, отходы производства, промежуточные и конечные продукты, полуфабрикаты и т.д.).

Условия монтажа и изготовление технологических трубопроводов осуществляется в зависимости от следующих факторов:

- разветвленность сети значительной протяженности и различия обвязок технологического оборудования от их конфигурации;
- степень агрессивности и характер веществ, транспортируемых по трубопроводу, и окружающей среды;
- многообразие используемых материалов, разновидностей труб по диаметрам и толщинам стенок;
- различие методов прокладки;
- количество соединений разъемного и неразъемного исполнения, запорной арматуры, деталей трубопроводов, опорных конструкций, компенсаторов, а так же контрольно-измерительных приборов.

					<i>Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Фисенко В.А.</i>			Объекты и методы исследования	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					18	182
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б3А		
<i>И.О.Зав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

В процессе монтажа 1 т технологических трубопроводов из стали, как правило, необходимо задействовать различные детали и арматуру в количестве до 22% от массы трубопровода.

1.1.2. Условные проходы

Внутренний диаметр трубопровода - это основная характеристика трубопровода, которая определяет его проходное сечение, которое необходимо для обеспечения транспортировки определенного количества вещества при соблюдении рабочих параметров эксплуатации (скорость движения, температура, давление).

В процессе строительства трубопроводов применяют единый унифицированный ряд условных проходов для того, чтобы сократить количество соединительных деталей и арматуры трубопровода различных типов и размеров.

Условный проход (D_y) – это номинальное значение внутреннего диаметра присоединяемого трубопровода (мм). Заметим, что при одинаковом наружном диаметре трубопровод может обладать различными условными проходами. На технологических трубопроводах, как правило, используют арматуру и соединительные детали следующего ряда условных проходов, мм: 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500. Это ряд является рекомендуемым для труб и их D_y устанавливается в технической документации, проекте или стандартах.

Для того, чтобы произвести выбор труб для строительства трубопровода условный проход понимают, как расчетный округленный внутренний диаметр. К примеру, для двух труб с одинаковым наружным диаметром в 219 мм и толщинами стенок 16 и 6 мм, внутренний диаметр которых равен 187 и 207 мм, принимают ближайшее значение из унифицированного ряда D_y для обоих случаев, что будет соответствовать диаметру в 200 мм.

					Объекты и методы исследования	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В результате того, что при определенных интервалах температур вещества, транспортируемого по трубе, или окружающей его среды механическая прочность труб, арматуры и различных соединительных деталей падает, вводят понятие «условного давления».

Условное давление P_y – это наивысшее значение избыточного давления при температуре окружающей среды или транспортируемого вещества равной 20 °С, которое обеспечивает наиболее продолжительный срок эксплуатации соединительных деталей и арматуры трубопровода, обладающих определенными размерами и обоснованным расчетом на прочность при соответствующих материалах и прочностных характеристиках, которые соответствуют заданной температуре.

Например, для арматуры и деталей трубопроводов из стали 20, работающих при избыточном давлении 4 МПа и транспортирующих вещество при температуре 20°С, условное давление $P_y = 4$ МПа, при температуре 350°С $P_y = 6,3$ МПа.

С той же целью, как и для условных проходов, применяют унифицированный ряд условных давлений (ГОСТ 356-80), МПа: 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,63; 1; 1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 12,5; 16; 20; 25; 32; 40; 50; 63; 80; 100; 160; 250.

Рабочее давление P_p – это наивысшее значение избыточного давления, обеспечивающего определенный режим эксплуатации соединительных деталей и арматуры трубопроводов на прочность и плотность с помощью воды, температура которой находится в интервале от 5 до 70 °С.

ГОСТ 356-80 не распространяется на трубопроводы и трубы, а только лишь относится к рекомендуемым. Условное и рабочее давления определяются для них технической документацией, проектом или стандартами.

1.1.3. Классификация трубопроводов

Классификация технологических трубопроводов осуществляется по следующим характеристикам:

					Объекты и методы исследования	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- роду транспортируемого вещества;
- рабочим параметрам;
- материалу, из которого произведены трубы;
- месту расположения;
- степени агрессивности труб;
- категориям;
- группам.

По роду транспортируемого вещества технологические трубопроводы делятся на:

- нефтепроводы;
- газопроводы;
- паропроводы;
- мазутопроводы;
- бензопроводы;
- водопроводы;
- кислотопроводы;
- маслопроводы;
- щелочепроводы;
- трубопроводы специального назначения (густого и жидкого смазочного материала, с обогревом, вакуумпроводы и т.д.).

По материалу изготовления труб различают технологические трубопроводы:

- стальные (легированные, углеродистые, высоколегированные стали);
- цветные металлы и их сплавы (латунные, медные, свинцовые, титановые, чугунные);
- неметаллические (винипластовые, фторопластовые, полиэтиленовые, стеклянные, футерованные (полиэтиленом, резиной или фторопластом), эмалированные, биметаллические и другие).

По рабочим параметрам (в свою очередь разделяются на условное давление, и температуру):

По условному давлению вещества, транспортируемого по трубопроводу, делятся на:

- безнапорные ($P_y = 0$ МПа);
- вакуумные ($P_y < 0,1$ МПа);
- низкого давления ($0,1 \text{ МПа} \leq P_y < 10 \text{ МПа}$);
- высокого давления ($P_y \geq 10 \text{ МПа}$).

По температуре вещества, транспортируемого по трубопроводу, делятся на:

- холодные ($T \leq 0^\circ\text{C}$);
- нормальные ($1^\circ\text{C} \leq T \leq 45^\circ\text{C}$);
- горячие ($T \geq 46^\circ\text{C}$).

По степени агрессивности вещества, транспортируемого по трубопроводу, различают трубопроводы:

- неагрессивная среда (0,1 мм/год);
- малоагрессивная среда (0,1 мм/год);
- среднеагрессивная среда (от 0,1 мм/год до 0,5 мм/год);
- агрессивная среда (более 0,5 мм/год).

Скорость проникновения коррозии – это показатель, оценивающий стойкость металла под действием коррозионно-опасных сред, и определяемый, как глубина коррозионного разрушения металла в единицу времени (мм/год).

Если трубопровод находится под действием неагрессивных или малоагрессивных сред, то, как правило, применяют трубы, изготовленные из углеродистой стали; если под действием среднеагрессивной среды, то применяют также трубы, изготовленные из углеродистой стали, но с увеличенной толщиной стенки, а так же возможны варианты из легированной стали, неметаллических материалов или футерованные; для агрессивных сред используются трубы только из высоколегированных

					Объекты и методы исследования	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

сталей, биметаллические, неметаллические и футерованные, а так же из цветных металлов.

По месторасположению трубопроводы бывают:

- внутрицеховые (соединяющие отдельные аппараты и машины в пределах одной технологической установки или цеха и размещаемые внутри здания или на открытой площадке);
- межцеховые (соединяющие отдельные технологические установки, аппараты, емкости, находящиеся в разных цехах).

По конструктивным особенностям внутрицеховые технологические трубопроводы в свою очередь делятся на обвязочные и распределительные. Данный вид трубопроводов обладает довольно сложной конфигурацией, в которую входит огромное количество деталей, арматуры и сварных соединений (на каждые 100 м приходится до 80-120 сварных соединений). При этом общая масса деталей на внутрицеховых трубопроводах составляет примерно 41 % от общей массы трубопровода в целом.

Обратную характеристику имеют межцеховые технологические трубопроводы. Они, как правило состоят из прямых участков длиной до несколько сотен метров и обладают не многочисленным количеством деталей, арматуры и сварных стыков. Общая масса деталей и арматуры на межцеховых технологических трубопроводах колеблется около 3-4 % от общей массы трубопровода.

Стальные трубопроводы так же разделяют на категории в зависимости от рабочих параметров вещества, транспортируемого по трубопроводу, и группы в зависимости от класса опасности вредных веществ и показателей пожарной опасности веществ.

По степени воздействия на организм человека все вредные вещества разделяют на четыре класса опасности (ГОСТ 12.1.005-76, ГОСТ 12.1.007-76):

- 1) чрезвычайно опасные;

					Объекты и методы исследования	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

- 2) высокоопасные;
- 3) умеренно опасные;
- 4) малоопасные.

По пожарной опасности (ГОСТ 12.1.004-76) вещества разделяются на:

- негорючие (НГ);
- трудногорючие (ТГ);
- горючие (ГВ);
- горючая жидкость (ГЖ);
- легковоспламеняющаяся жидкость (ЛВЖ);
- горючий газ (ГГ);
- взрывоопасные (ВВ).

Технологические стальные трубопроводы, предназначенные на условное давление до 10 МПа, согласно инструкции по проектированию технологических стальных трубопроводов на давление до 10 МПа (СН 527-80) делятся на 5 категорий и три группы (таблица 1).

В соответствии с инструкцией по проектированию технологических трубопроводов из пластмассовых труб (СН 550-82), данный вид технологических трубопроводов применяют для транспортировки веществ с химически стойким материалом труб или относительно стойким и производят их классификацию по группам и категориям, которые установлены для стальных технологических трубопроводов. Несмотря на это, данный вид технологических трубопроводов нельзя применять для транспорта вредных веществ, которые относятся к 1-му классу опасности, а так же взрывоопасных веществ и сжиженных углеводородных газов (СУГ).

При транспортировке вредных веществ 2-го и 3-го классов опасности, технологические трубопроводы из пластмассовых труб приписывают ко второй категории и группе А; к категории 3 и группе Б относятся легковоспламеняющиеся и горючие жидкости, горючие газы и вещества; к 4-5 категории и группе В относятся негорючие и трудногорючие вещества.

					Объекты и методы исследования	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В общем случае категория технологического трубопровода определяется проектом, согласно определяющему параметру трубопровода, требующий отнесения его к наивысшей категории.

Таблица 1 - Классификация технологических стальных трубопроводов по категориям и группам [1]

Группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопровода									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{\text{раб.}}$, МПа	$t_{\text{раб.}}$, °C	$P_{\text{раб.}}$, МПа	$t_{\text{раб.}}$, °C	$P_{\text{раб.}}$, МПа	$t_{\text{раб.}}$, °C	$P_{\text{раб.}}$, МПа	$t_{\text{раб.}}$, °C	$P_{\text{раб.}}$, МПа	$t_{\text{раб.}}$, °C
A	Вредные: а) класс опасности I и 2; б) класс опасности 3	независимо									
Б	Взрыво- и пожароопасные: а) взрывоопасные вещества (ВВ); горючие газы (ГГ) в т.ч. сжиженные	> 1,6	> 300	до 1,6	до 300						
	б) легковоспламеняющиеся жидкости	> 2,5	> 300	От 1,6 до 2,5	от 120 до 300	До 1,6	До 120				
	в) горючие жидкости (ПЖ); горючие вещества (ГВ)	> 2,5	> 350	от 2,5 до 6,3	от 250 до 350	от 1,6 до 2,5	от 120 до 250	До 1,6	До 120		
В	Трудногорючие (ТГ); негорючие (НГ)	-	-	от 6,3 до 10	от 350 до 450	от 2,5 до 6,3	От 250 до 350	от 1,6 до 2,5	от 120 до 250	до 1,6	до 120

Примечания:

1. Группу и категорию трубопровода следует устанавливать по параметру, который требует отнесения его к более ответственной группе или категории.

2. Класс опасности вредных веществ следует определять по ГОСТ 12.1.006-76 и ГОСТ 12.1.007-76, взрыво- и пожароопасность - по ГОСТ 12.1.004-76.

3. Вредные вещества класса опасности 4 следует относить: взрыво- и пожароопасные - к группе В; негорючие - к группе В.

4. Параметры транспортируемого вещества следует принимать: рабочее давление - равные избыточному максимальному давлению,

развиваемому источником давления (насос, компрессор и т.п.), или давлению, на которое отрегулированы предохранительные устройства; рабочую температуру - равной максимальной положительной или минимальной отрицательной температуре транспортируемого вещества, установленной технологическим регламентом; условное давление - в зависимости от рабочего давления, температуры и материала трубопровода по ГОСТ 356-80 [1].

1.2 НПС «Александровская»

1.2.1 Характеристика НПС «Александровская»

НПС «Александровская» (далее НПС «А») относится к головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС). Данная станция предназначена для приема нефти с МН «Самотлор-Александровская» и ее перекачки, с использованием резервуарного парка, по участку «Александровская-Раскино-Парабель» через МН «Александровское-Анжеро-Судженск». А так же НПС «А» является структурным подразделением РНУ «Стрежевой» АО «Транснефть – Центральная Сибирь» и включает в себя комплекс сооружений и устройств, которые обеспечивают учет, прием и перекачку нефти по МН «Александровская-Анжеро-Судженск».

Организационная структура НПС «Александровская» РНУ «Стрежевой» представлена на рисунке 3.

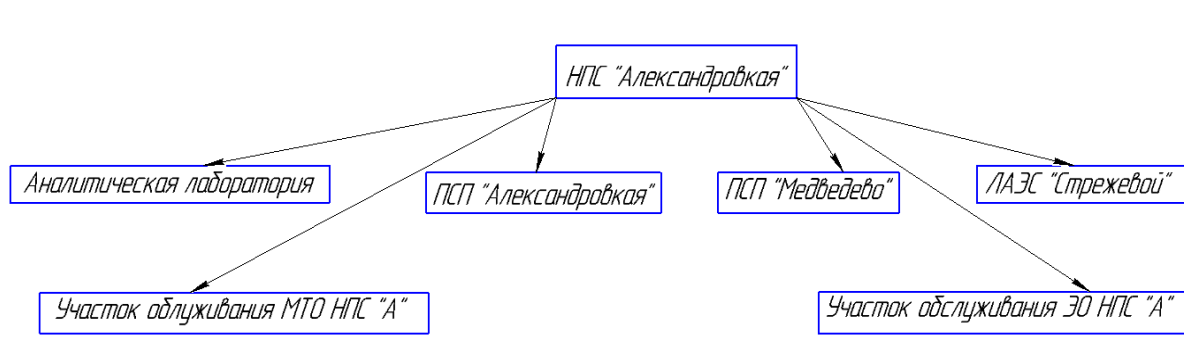


Рисунок 3 - Организационная структура НПС «А».

Началом строительства НПС «А» можно считать август 1970 года, когда началось проложение МН «Александровское-Анжеро-Судженск».

Проект НПС «А» был разработан Институтом Гипротрубопровод г. Москва. Уже в апреле 1971 года согласно приказу министра нефтяной промышленности было организовано Александровское районное нефтепроводное управление (АРНПУ) (в настоящее время РНУ «Стрежевой»). Спустя два года, 23 июня 1973 года Госкомиссией был подписан акт о приеме МН «Александровское-Анжеро-Судженск» в эксплуатацию, а так же ГНПС «Александровская». В течении первого года эксплуатации объем перекаченной нефти по нефтепроводу составил 20 млн. тонн. В 1974 году нефтепровод был выведен на проектную мощность, которая составила 52,5 млн. тонн нефти в год. В 1977 году был окончательно завершено сооружение резервуарного парка на НПС «А», который на данный момент состоит из 14 РВС-20000 и составляет 280 тыс. м³ [2].

Технологический процесс перекачки нефти через НПС «А» производится в соответствии с утвержденным Планом-графиков работы МН на месяц с почасовой разбивкой.

Технологическая схема НПС «Александровская» показана в приложении А.

Зоной ответственности НПС «А» является линейная часть МН разделенная на два участка (Рисунок 4):

- 1) 42 км МН «Самотлор-Александровское»
- 2) От 0 до 116 км МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

МН «Александровское-Анжеро-Судженск» обладает следующими характеристиками:

- протяженность трассы МН составляет 817,5 км и обладает диаметром 1220 мм;
- на МН «Александровское-Анжеро-Судженск» построено 8 НПС для поддержания проектной мощности (52,5 млн. тонн в год);
- линейная часть МН изготовлена из прямошовных труб Челябинским трубным заводом из стали 17ГС;

					Объекты и методы исследования	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

Конструктивно-техническая характеристика МН «Александровское-Анжеро-Судженск» представлена в таблице 2.

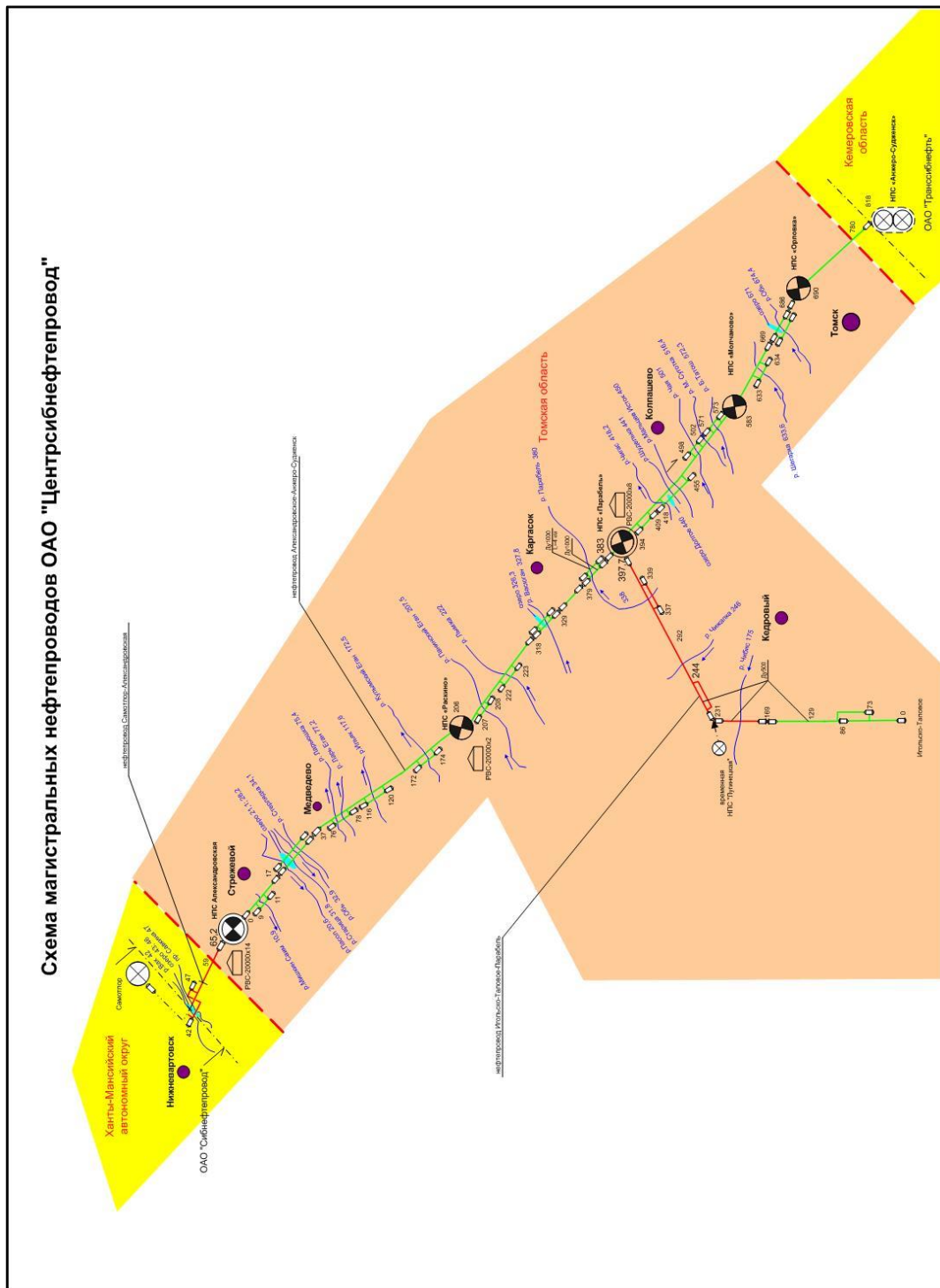


Рисунок 4 - Схема магистральных нефтепроводов АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 2 - Конструктивно-техническая характеристика МН «Александровское-Анжеро-Судженск».

№ п/п	Наименование	Д _у , мм	Протяженность, км
1	Км 0-17 о.н.	1220	16,82
2	Км 9-11 р.н.	1020	1,80
3	Км 17-37 о.н.	1020	19,45
4	Км 17-37 р.н.	1020	19,43
5	Км 37-259 о.н.	1220	220,39
6	Км 75-78 р.н.	1020	2,85
7	Км 116-120 р.н.	1020	3,94
8	Км 172-174 р.н.	1020	1,38
9	Км 207-208 р.н.	1020	0,74
10	Км 222-223 р.н.	1020	0,69

1.2.2 Физико-географические условия.

Темпы развития нефтяной промышленности в нашей стране достигли своих пределов в 70-80-ые года прошлого столетия. Российская Федерация и по сей день является одним из крупнейших производителей, транспортеров и продавцов не только товарной нефти, но и природного газа в мире.

Согласно данным ВР, по итогам 2015 года Россия занимает 3-е место в мире по добыче нефти, уступив Саудовской Аравии и США, и добыча нашей страны составила 540,7 млн тонн в год.

К объектам исследования и определения технического состояния в нашей работе относятся технологические трубопроводы НПС «Александровская» на площадках КППСОД.

К НПС «Александровская» относятся магистральные трубопроводы «Александровское-Анжеро-Судженск» и «Самотлор-Александровское» и осуществляют транспортировку товарной нефти с Самотлорского и Ванкорского месторождений.

МН «Александровское-Анжеро-Судженск» по большей своей части пролегает по территории Томской области. Томская область богата природными ресурсами, такими как нефть (100 месторождений, 1449 млн т), природный газ (632 млрд м³), чёрные и цветные металлы, бурый уголь — 74,7 млрд т (первое место по запасам в России), торф (второе место по запасам в России) и подземные воды. В области находится Бакcharское железорудное месторождение, являющееся одним из крупнейших в мире (57 % всей железной руды России), общий объём запасов 90 млрд т. На территории Томской области расположено множество месторождений сырья для строительных материалов: глины, песка, известняков, глинистых сланцев, гравия. Все полезные ископаемые Томской области представлены на рисунке 5.

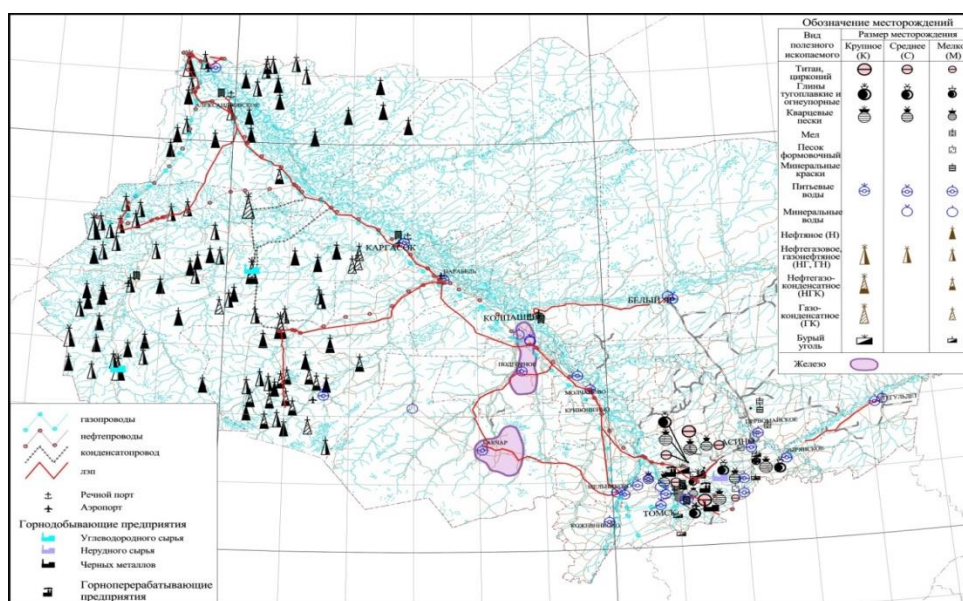


Рисунок 5 – Полезные ископаемые Томской области

Характеристика района прохождения трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»:

Трасса нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» проходит по участкам с отличающейся друг от друга аэрогидрографией в сложных природно-климатических условиях. Район прохождения трассы нефтепровода характеризуется резко континентальным климатом с продолжительной холодной зимой и коротким, но тёплым летом. Минимальная температура воздуха в январе достигает -49°C , а максимальная в июле $+37^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с положительной температурой составляет 160-180 дней в году. Среднегодовая температура на северном участке трассы нефтепровода $-3,3^{\circ}\text{C}$, на южных участках $+0,4^{\circ}\text{C}$. Более точная характеристика среднегодовой температуры в регионе представлена на рисунке 6. Максимальное промерзание низких болот достигает 100 см, минимальное 20-30см.

Верховые болота, расположенные в районе Александровского, промерзают на 10-15 см больше по сравнению с низинными. Глубина промерзания сухих участков в 1,5-2,5 раза больше. Средняя температура грунта на глубине заложения нефтепровода изменяется в пределах от $-1,6^{\circ}\text{C}$ до $2,3^{\circ}\text{C}$ в марте и от $+8,9^{\circ}\text{C}$ до $+11,7^{\circ}\text{C}$ в августе.

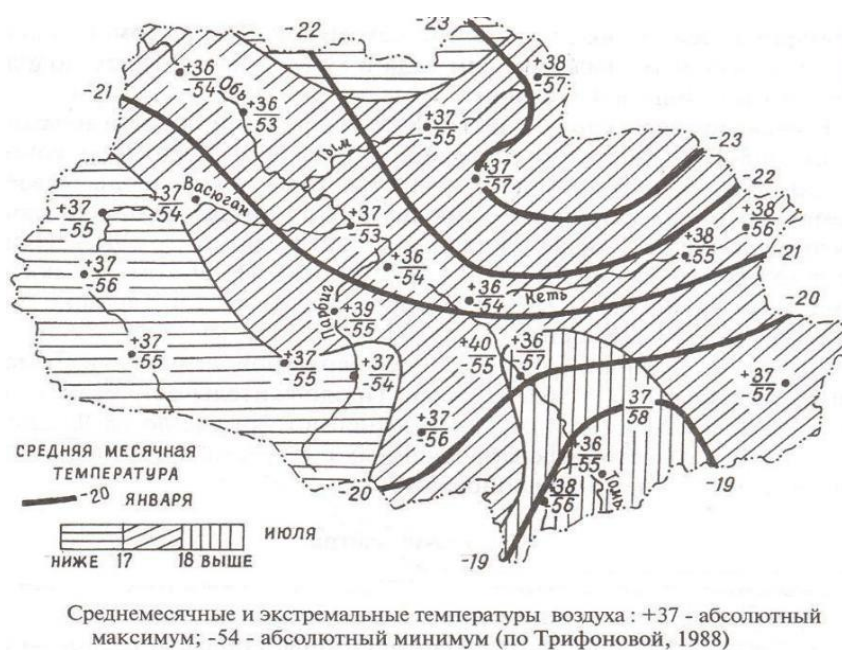


Рисунок 6 – Среднегодовая температура Томской области

					Объекты и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Реки района равнинного типа со сравнительно медленным течением. Левый берег низкий, правый крутой. На мелких реках преобладает глубинная эрозия, а на крупных боковая, что вызывает сильный размыв берегов. Из крупных рек, пересекающих нефтепровод, можно отметить Обь и его притоки: Васюган, Парабель, Чая, ширина которых в районах переходов колеблется от 650 до 150 м. Залесенность района трассы нефтепровода составляет 80-85 %. Лесные массивы предоставлены частично тайгой с преобладанием ели, сосны и берёзы. Динамика породной структуры лесов Томской области представлена на рисунке 7.

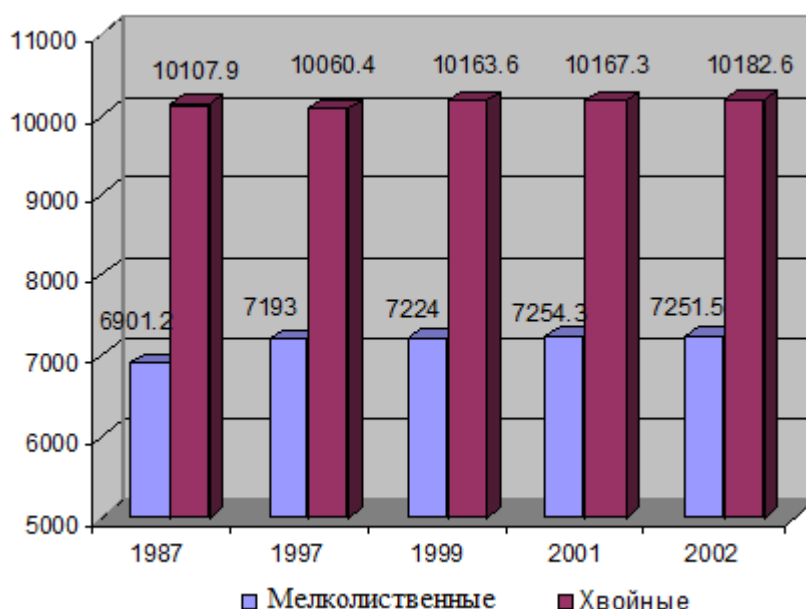


Рисунок 7 – Динамика породной структуры лесов Томской области, тыс. га

Нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» проложен в грунтах, представленных болотными отложениями и аллювиальными отложениями современного происхождения зырянского горизонта, а именно, торфяниками с высоким уровнем грунтовых (1-1,5м).

Среднемесячные температуры января по длине трассы изменяются от -39⁰С до -22⁰С, а июля от +17⁰С до +19⁰С.

Первый снег выпадает обычно в конце сентября - начале октября. Устойчивый снежный покров и установление льда на реках происходит в конце октября – начале ноября. Высота снежного покрова достигает 1,6 м на

лесных участках и 0,6 м на открытых участках. Реки вскрываются в конце апреля – начале мая.

Среднегодовое количество осадков составляет 450-500 мм. Максимум осадков, до 45% от общего количества, приходится на вторую половину июля и августа. Общая сумма осадков по Томской области представлена в таблице 3.

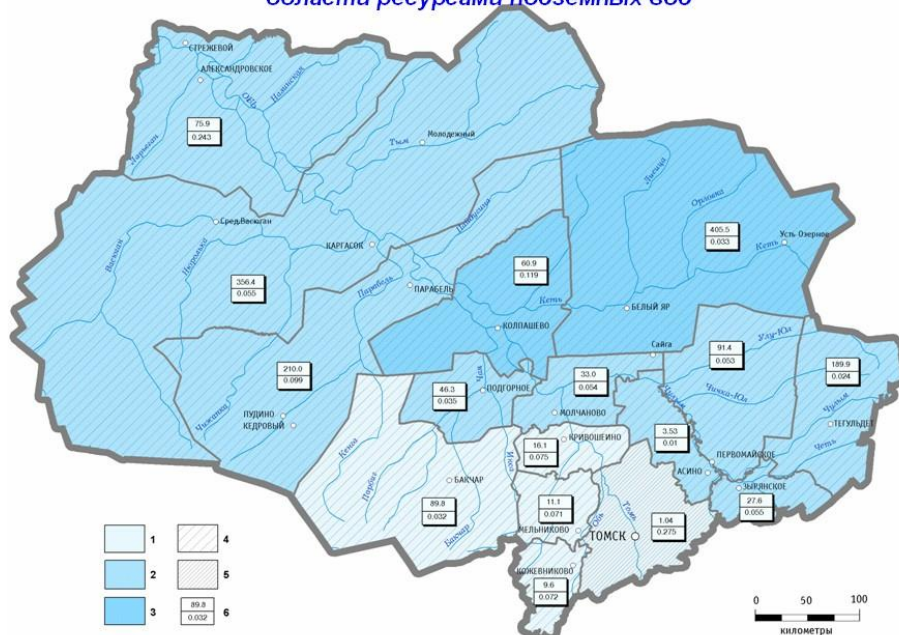
Таблица 3 - Сумма осадков по сезонам 2002 г, по Томской области, мм

Населенные пункты	Зима		Весна		Лето		Осень	
	сумма за месяц	% от нормы	сумма за месяц	% от нормы	сумма за месяц	% от нормы	сумма за месяц	% от нормы
Александрово	153	139	61	88	250	106	118	120
Каргасок	130	123	80	118	244	109	127	144
Парабель	201	205	51	71	221	99	161	185
Старица	213	182	59	78	225	98	98	110
Средний Васюган	199	135	49	58	216	91	164	152
Новый Васюган	205	137	56	67	268	109	107	96
Пудино	201	183	60	82	255	111	116	132
Бакчар	196	194	55	77	273	121	72	82
Колпашево	185	155	57	72	286	131	114	120
Подгорное	132	120	57	80	307	143	74	79
Молчаново	210	181	104	149	263	126	84	97
Первомайское	179	153	91	142	237	128	67	76
Тегульдет	238	142	69	87	216	100	93	89
Томск	268	145	91	111	267	121	71	68
Кожевниково	197	166	99	152	210	114	72	85

Район прохождения трассы плоские и очень широкие равнинные междуречья, характерной особенностью которых является почти полная их

заболоченность. Болота по трассе нефтепровода встречаются верховые, низинные и переходные. Особенно сильно заболочено междуречье Оби и Иртыша. Большое количество озёр также влияет на обводнённость местности. Уровень грунтовых вод высок 1-1,5 м. Обеспеченность административных районов Томской области ресурсами подземных вод можно оценить согласно рисунку 8.

Карта-схема обеспеченности административных районов Томской области ресурсами подземных вод



Модули прогнозных эксплуатационных ресурсов подземных вод, л/сек/км²: 1 - 0.5-1.0, 2 - 1.0-2.0, 3 - 2.0-5.0. Модули современного водоотбора, л/сек/км²: 4 - <0.1, 5 - 0.1-0.5.
 Обеспеченность прогножными эксплуатационными ресурсами и современное использование подземных вод:
 6 - в верхней части знака - обеспеченность прогножными ресурсами, м³/сутки на 1 человека, в нижней - удельный современный водоотбор, м³/сутки на 1 человека.

Рисунок 8 – Карта-схема обеспеченности административных районов Томской области ресурсами подземных вод.

Глубина промерзания грунта на не заболоченных участках меняется с севера на юг от 250 до 80 см. На северном участке трассы температура почвы выше в северном заболоченном районе по сравнению с южным сухими и особо влажными глинами (с естественной влажностью до 46,5%), с песками, супесями и суглинками относящимся к пылеватым, макропористым, лесовидным, просадочным и лучистым. Болотные отложения представлены торфом мощностью 2-7 м. Несущая способность торфов не превышает 0,62. Глубина сезонного промерзания за 2011-2012 гг. в Томской области для суглинков и глины приведена на рисунке 9.

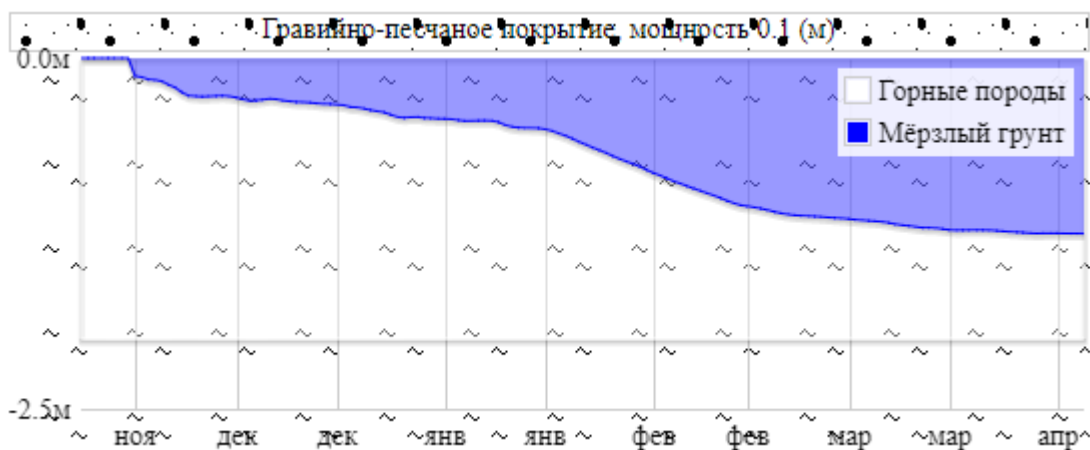


Рисунок 9 – Глубина сезонного промерзания за 2011-2012 гг.

1.3 Методы исследования

Метод – это способ организации и систематизации определенных действий, которые необходимы для решения поставленной задачи или достижения конкретной цели. Метод относится к следствиям научной мысли и играет ключевую роль в успехе исследовательской работы.

Методы исследования – это способы и варианты, применение которых в данной ситуации возможно, и благодаря которым производится исследование.

Алгоритм исследования в общем виде можно представить в следующем виде:

- 1) Сбор научной информации – в данный этап исследования входит анализ научной литературы по исследуемой теме, различные наблюдения и консультации, а так же теоретические данные и т.д.
- 2) Обработка собранной информации – в данный этап исследования входит всевозможный анализ собранной информации, изучение аналогичных сторонних проектов, обобщение и выбор конкретных данных.
- 3) Проверка полученных результатов исследования – в данный этап исследования входит проверка результатов исследования с

помощью различных экспериментов, корректировок и проверок на практике.

В научных исследованиях выделяют несколько методов. Обозначим их и приведём краткую характеристику.

1) Аналитический метод – это метод, который заключается в разложении явления на части для того, чтобы в полной мере познать объект метода исследования или привести большее знание о данном объекте исследования.

Аналитический метод исследования позволяет:

- определить структуру и строение объекта исследования;
- выделить основную часть от второстепенных;
- упростить сложное до простого;
- обозначить этапы и тенденции процесса исследования.

2) Дедуктивный метод – это метод, который заключается в процессе хода мысли к единичному от общего. Другими словами, дедуктивный метод представляет собой логический вывод, получаемый в результате умозаключений, которые связываются друг с другом логическими выводами.

3) Индуктивный метод – это метод, который заключается, в отличие от дедуктивного метода, в том, что он относится к процессу логического вывода, основанного на переходе к общему от частного.

4) Научный метод – это метод, который содержит в себе многообразие способов освоения знаний в пределах различных наук. Наиболее распространенными способами освоения знаний в данном методе являются эксперименты и наблюдения.

5) Экспериментальный метод – это метод, при котором исследователю необходимо самолично вызвать изучаемое явление, а не ждать его самопроизвольного процесса, т.е. производит создание управляемых условий для исследования. Как правило, данный метод представляют, как часть от научного метода.

Так же, все многообразие научных методов исследования объекта, можно разделить на эмпирические и теоретические научные методы.

Их различие заключается в том, что в процессе теоретического метода производится анализ различной научной литературы по теме и документов, строятся гипотезы, изучаются термины и понятия, а так же проводятся мысленные эксперименты.

В свою очередь, эмпирический метод заключается в обмене данных с сторонними исследователями с целью изучения различных точек зрения по данной теме. В этот метод так же входят наблюдения и непосредственный эксперимент, который основывается на изучении опыта других ученых.

Следовательно, данная работа в большей мере заключается в использовании теоретического научного метода. Так же была произведена корректировка проводимого исследования с помощью приобретенного опыта в ходе консультаций и практических применений.

					<i>Объекты и методы исследования</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Вывод по главе 1

В результате анализа приведенных физико-географических данных, можно сделать вывод о том, что все технологические трубопроводы НПС «Александровская» наиболее подвержены риску аварий, так как их эксплуатация производится в сложных гидрогеологических и климатических условиях.

Трубопроводы, уложенные на болотах с течением времени изменяют своё первоначальное положение. Это объясняется чрезвычайно сильной сжимаемостью болотистых (торфяных) грунтов под воздействием даже незначительных уплотняющих нагрузок. Поскольку в период эксплуатации в трубопроводе возникают продольные усилия, то они обуславливают более значительные поперечные перемещения труб, что в свою очередь создает дополнительное напряжение и нагрузку металла.

Высокая влажность и болотистая местность увеличивают вероятность возникновения коррозий и стресс-коррозий, поскольку являются достаточно агрессивными средами для трубопроводов. Так же свое влияние производит колебание температур.

					Объекты и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

2. Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов

2.1 Задачи осуществления экспертизы промышленной безопасности

Оценка технического состояния трубопровода является одной из важнейших частей проведения экспертизы ПБ, следовательно, затрагивая оценку технического состояния, необходимо знать, что этот процесс относится к целому комплексу работ, который разделяется на полевые работы (проведение диагностики и сбор информации) и камеральные (анализ собранной информации и вынесение заключения экспертизы). Таким образом, основной задачей проведения экспертизы ПБ – это анализ объекта исследований на его соответствие с предъявляемыми к нему требованиям ПБ.

2.2 Порядок и сроки выполнения диагностики технологических трубопроводов НПС.

Порядок и сроки выполнения диагностики технологических трубопроводов НПС определяются согласно требованиям РД-23.040.00-КТН-387-07.

Диагностика технического состояния технологических трубопроводов НПС производится подрядными организациями, которые имеют лицензию на производство конкретного вида работ в области промышленной безопасности, а также обладающие сертификатом системы добровольной сертификации.

Сроки проведения диагностики технического состояния разделяются на следующие виды:

					<i>Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Фисенко В.А.</i>			<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					42	12882
<i>Консульт.</i>						<i>ТПУ гр. 2Б3А</i>		
<i>И.О.Зав.Каф.</i>		<i>Бурков П.В.</i>						

- 1) первичная диагностика – это диагностика производственного объекта, которая должна осуществляться по истечению двух лет с момента ввода объекта в эксплуатацию, при этом руководствуясь ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов РФ»;
- 2) очередная диагностика – это диагностика производственного объекта, которая осуществляется согласно результатам первичной диагностики и периодичность которой составляет не более восьми лет;
- 3) внеочередная диагностика – это диагностика производственного объекта, которая осуществляется в случаях: ввода в эксплуатацию объекта, эксплуатация которого не осуществлялась более чем 3 года; инцидента или аварии, которые возникли при внешних и внутренних нормативных показателях нагрузки на технологический трубопровод, не беря в расчет срок эксплуатации объекта (диагностика проводится только на поврежденных трубопроводах); продолжительной (более 30 лет) эксплуатации технологических трубопроводов НПС независимо от их фактического технического состояния.

Порядок проведения диагностики технологических трубопроводов осуществляется в следующем порядке:

- 1) организацией-заказчиком составляется техническое задание на осуществление диагностики технологических трубопроводов, руководствуясь требованиями к техническому заданию;
- 2) экспертной организацией, которая выполняет роль исполнителя, разрабатывается программа диагностики согласно требованиям к данной программе;
- 3) организация-заказчик устанавливает режим работы технологического трубопровода согласно требованиям, которые

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

необходимы для проведения комплекса работ по диагностике технологических трубопроводов. Также для проведения данных мероприятий заказчик должен обеспечить вскрытие всех тройников, соединительных деталей заводского изготовления, тупиковых и застойных зон и отсутствие изоляционных покрытий;

- 4) организация-исполнитель осуществляет весь комплекс работ по диагностике технологических трубопроводов, согласно требованиям к выполнению работ по диагностике; требованиям нормативных документов к применяемым методам диагностики, которые входят в "Перечень методик для проведения технической диагностики нефтепроводов". Также проводится комплексное исследование технологических трубопроводов на их коррозионное и противокоррозионное состояние согласно «Инструкции по обследованию коррозионного состояния технологических и вспомогательных нефтепроводов НПС, нефтебаз, морских терминалов и железнодорожных эстакад»;
- 5) экспертная организация осуществляет составление отчета по диагностике технологических трубопроводов согласно требованиям к техническому отчету по диагностике, осуществляет его экспертизу и выдает заключение экспертизы промышленной безопасности для диагностируемого трубопровода.
- б) результаты, полученные экспертной организацией, регистрируются и вносятся в паспорт технологического трубопровода.

2.2.1 Требования к Техническому заданию

Оформление технического задания на диагностику технологических трубопроводов осуществляется согласно Типовому техническому заданию (РД-23.040.00-КТН-387-07, приложение 8), а затем отправляется на согласование в ОАО ЦТД «Диаскан» и должно быть утверждено главным инженером организации-заказчика.

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

В состав технического задания должны входить следующие пункты:

- технологическая схема технологических трубопроводов НПС;
- список надземных и подземных участков технологических трубопроводов, которые должны быть обследованы и диагностированы;
- таблица с данными, указывающими значения проектных и рабочих давлений технологических трубопроводов НПС, которые должны быть обследованы и диагностированы;
- таблица с данными, указывающими на проведение гидроиспытаний технологических трубопроводов НПС;
- данные по раскладке технологических трубопроводов НПС, которые должны быть обследованы и диагностированы, опираясь на проектную и исполнительную документацию (в соответствии с исполнительной раскладкой труб в результате проведения капитального ремонта с заменой участка и выборочного ремонта с заменой катушек);
- таблица с исходными данными сертификатов на материал, из которого изготовлены технологические трубопроводы НПС, которые должны быть обследованы и диагностированы;
- информация по авариям и инцидентам на обследуемых участках трубопровода;
- информация по запорной арматуре, установленной на технологическом трубопроводе;
- таблица с данными, которая несет информацию по соединительным и приварным деталям, а также ремонтным конструкциям;
- список всех тройников и соединительных деталей заводского исполнения, а так же список тупиковых и застойных зон НПС.

2.2.2 Требования к программе диагностики

Программа проведения диагностики технологических трубопроводов НПС составляется организацией-исполнителем (экспертная организация), и, так же как и техническое задание, отправляется на

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

согласование в ОАО ЦТД «Диаскан» и главному инженеру организации-заказчика.

Программа диагностики должна включать в свой состав следующие операции:

- проверку на соответствие фактических толщин стенок трубопроводов (так же толщин, которые определены при осуществлении толщинометрии) и фактических параметров, предоставленных сертификатов труб, проектным значениям. В случае несоответствия, должны быть проведены расчеты, согласно требованиям СНиП 2.05.06-85*, по фактическим значениям технического состояния технологического трубопровода;

- исследование всех тройников и соединительных деталей заводского исполнения, указанные в списке, предоставляемом заказчиком работ, и расчет допустимого срока эксплуатации объектов.

- исследование тупиковых и застойных зон, входящих в список, а также регистрация и диагностика мест с нарушениями целостности изоляционного покрытия;

- осуществление диагностики технологических трубопроводов, нахождение фактических толщин стенок трубопровода, а также регистрация дефектов изоляционных покрытий и др.;

- проведение визуально-измерительного контроля линейной части технологического трубопровода, соединительных деталей и кольцевых сварных швов в полном объеме (100%);

- осуществление ультразвукового контроля (УЗК) для кольцевых сварных швов надземных технологических трубопроводов в объеме 100 %;

- проведение ультразвуковой толщинометрии линейной части технологического трубопровода и его соединительных деталей в полном объеме (100%);

- осуществление магнитопорошкового контроля сварных швов в полном объеме (100%);

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						46
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- проведение диагностики технического состояния трубопровода иными видами неразрушающего контроля, согласно решению ответственного за исполнение работ, с целью уточнения ранее полученных данных по техническому состоянию трубопровода;
- выполнение диагностики опор, подвесок и фундаментов технологических трубопроводов;
- принятие решения о сроках проведения следующей диагностики;
- оформление заключения результатов диагностики;
- разработка мероприятий по безопасному производству работ;
- требования к отсчету.

2.2.3. Требования к выполнению работ по диагностике

Диагностика технологических трубопроводов осуществляется согласно утвержденной программе диагностики и требований нормативных документов и методик, которые указаны в "Перечне методик для проведения технической диагностики нефтепроводов".

Диагностика должна проводиться с помощью следующих методов неразрушающего контроля:

Основные:

- визуальный и измерительный контроль (ВИК);
- ультразвуковой контроль (УЗК);
- ультразвуковая толщинометрия (УЗТ);
- магнитометрический контроль (ММП);

Дополнительные:

- контроль проникающими веществами (ПВК);
- магнитный контроль (МК);
- вибродиагностический контроль (ВД);
- акустико-эмиссионный контроль (АЭД);
- другие виды контроля, определяемые исполнителем работ для уточнения технического состояния нефтепровода.

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Основные методы неразрушающего контроля технологических трубопроводов НПС в зависимости от различных классификаций приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Методы неразрушающего контроля технологических и вспомогательных нефтепроводов

Наименование участка Нефтепровода	Группа	Категория	Тип нефтепровода	Методы неразрушающего контроля								Контроль состояния изоляции
				В И К	У З Т	У З Д	ММП	П В К	М К	ВД	А Э Д	
Технологические нефтепроводы:												
подводящий	Б (б)	I, II	надземный	О	О	О	Д	Д	Д	Н	О	Н
	Б (в)		подземный			Д						О
Нефтепроводы РП*	Б (б)	III	надземный	О	О	О	Д	Д	Д	Н	О	Н
	Б (в)		подземный			Д						Д
Коллектора ПНА*	Б (б)	III	надземный	О	О	О	Д	Д	Д	О	О	Н
	Б (в)		подземный			Д				Н		Д
Коллектор МНА	Б (б)	I, II	надземный	О	О	О	Д	Д	Д	О	О	Н
	Б (в)		подземный			Д				Н		Д
напорный	Б (б)	I, II	надземный	О	О	О	Д	Д	Д	Н	О	Н
	Б (в)		подземный			Д						О

Примечания:

О - основной метод неразрушающего контроля (НК);

Д - дополнительный метод неразрушающего контроля;

Н - диагностика данным методом НК не производится;

* - участки технологических нефтепроводов НПС с резервуарным парком.

Дефекты, которые диагностируются с помощью различных методов неразрушающего контроля, классифицируются в соответствии с РД-23.040.00-КТН-090-07. Так же, в результате комплексного обследования работы средств ЭХЗ и противокоррозионной защиты технологических

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопроводов, определяется наличие роста коррозии и факторы, которые влияют на это. После чего разрабатывается перечень мероприятий для установки режимов работы средств ЭХЗ согласно их нормативному состоянию.

Все результаты комплексной диагностики технологических трубопроводов заносятся в акты и протоколы, которые хранятся вместе с паспортом на технологические трубопроводы в течении всего срока их эксплуатации [3].

2.3 Порядок осуществления полевых и камеральных работ по экспертизе промышленной безопасности технологических трубопроводов

Следует отметить тот факт, что представленная программа по обследованию трубопровода разработана ЗАО «НЦТО», в соответствие с требованиями нормативной документации [4-8], и зарекомендовала себя с лучшей стороны на Самотлорском месторождении, а так же она гармонично вписывается в четырехуровневую программу диагностики, разработанной в ОАО ЦТД «Диаскан».

В нашем случае, диагностика технического состояния проводится с использованием не только классических, но и инновационных методов неразрушающего контроля. К ним относятся приборы экспресс диагностики Wavemaker G3, Teletest Fokus Plus (Великобритания) и PS-2000, Prodigy 8C, Falcon фирмы TesTex (США), а так же P 150EM фирмы Innospection (Германия) сканирующего типа.

В ходе осуществления экспертизы проводится оценка соответствия исследуемого объекта с требованиями ПБ, которые предъявляются к нему. К результатам оценки относится заключение экспертизы ПБ на технологический нефтепровод.

К основополагающему параметру для определения срока службы нефтепровода относится фактическое техническое состояние

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

технологического нефтепровода, скорости коррозионного и эрозионного износов, а также уровень механических повреждений и физические свойства металла, из которого состоит обследуемый нефтепровод [9].

2.3.1 Проведение анализа проектной, эксплуатационной и исполнительной документации технологических трубопроводов

Работы по проведению экспертизы ПБ начинаются с анализа всей информации, которая передается непосредственно экспертной организации заказчиком работ.

Данный анализ осуществляется для оценки на соответствие с требованиями технической документации значений основных параметров технологического нефтепровода, а так же определить комплектность эксплуатационно-технической документации и правильность ее составления. Этот сбор данных позволяет осуществить экспертизу ПБ для технологических проводов на более высоком уровне.

Если информация экспертной организации от заказчика предоставляется не в полной мере или определяются несоответствия предоставленной информации с требованиями нормативно-технической документацией, то заказчик обязан предоставить всю необходимую информацию для проведения экспертизы в полном объеме за установленный промежуток времени.

В ходе анализа эксплуатационно-технической документации определяется целостность ее комплектности, и производится сбор информации, указанной в разделе 2.2.1 «требования к техническому заданию»

В соответствии с анализом эксплуатационно-технической документации ставят условия дальнейшей эксплуатации технологического трубопровода:

- эксплуатация технологического трубопровода в соответствии с его прямым назначением;

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

- сходство рабочих параметров с паспортными данными (давление, температура, состав среды и т.д.);
- причины отказов (аварий), при их наличии;
- время наработки технологического трубопровода;
- характер и степень разрушений, если таковые имелись;
- места локализации очага аварий (при наличии);
- объем и характер ремонтно-восстановительных работ (при наличии данных работ);
- вероятностная оценка образования дефектов, согласно с конструктивными особенностями или условиями эксплуатации объекта.

2.3.2 Определение мест проведения диагностики и количества контрольных участков

Определение местоположение и количество контрольных участков осуществляется из следующих условий:

- оценка риска трубопровода (существование аварий и инцидентов);
- протяженность технологического трубопровода;
- конструкции, применяемые на технологическом трубопроводе (количество запорной и предохранительной арматуры, количество и места фасонных деталей на объекте);
- эксплуатационные условия технологического трубопровода;
- способ прокладки и тип покрытия технологического трубопровода:

Надземная: 1. На опорах без применения изоляционных покрытий; 2. На опорах с применением ПВХ изоляции; 3. На опорах с применением теплоизоляционного покрытия; 4. Укладка на грунт

Подземная: 1. Без применения ПВХ изоляции; 2. С применением ПВХ изоляции.

- уместность использования того или иного метода неразрушающего контроля;

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

- контроля максимальной протяженности технологического трубопровода, за единичное сканирование системами Wavemaker G3 или TTF+.

1. Количество контрольных участков определяется из правила, что сканирование технологического трубопровода будет осуществляться по всей его протяженности или по протяженности контролируемого участка, в случае если контроль оставшейся части объекта будет проводиться другими приборами сканирующего типа (например, прибором типа TesTex). Места для установки колец системы Wavemaker G3 или TTF+ планируются согласно условию, что число фасонных деталей не может принимать значение выше, чем одна деталь на каждой из сторон от места нахождения кольца, а запорной и предохранительной арматуры не должно быть вовсе. Планирование выбора последующих контрольных участков на технологическом трубопроводе необходимо осуществлять согласно условию, что «мертвая зона» (установочное место надувного кольца для систем Wavemaker G3 или TTF+) предшествующего контрольного участка должна быть просканирована каждым последующим. В случае, когда технологический трубопровод находится под дорогой установка кольца осуществляется до и после дорожного полотна. Если производится контроль подземного участка технологического трубопровода, то вся, без исключений, поверхность, подвергаемая контролю, должна быть оголена. При наличии на подземном участке технологического трубопровода фасонных деталей, желательным условием является установка колец до и после данной детали.

2. В случае, когда технологический трубопровод ранее подвергался авариям или инцидентам, то установку надувных колец следует производить на расстоянии не больше 10 метров от локализации повреждения или применяется сплошное сканирование данного дефектного участка другими системами (PS-2000, Falcon фирмы TesTex, Prodigy 8C – при условии, что трубопровод имеет надземный тип прокладки и на нем отсутствует

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

изоляционное покрытия типа ПВХ; или системой Р 150ЕМ (при наличии на технологическом трубопроводе изоляции).

3. В то же время, специалисты, которые проводят контроль, могут заменить обследование системами экспресс диагностики Wavemarker G3 или TTF+ на обследование системами PS-2000, Prodigy 8C, Falcon фирмы TesTex при условии, что технологический трубопровод имеет малую протяженность или на нем отсутствует изоляционное покрытие (т.е. применение системы экспресс диагностики Wavemarker G3 или TTF+ в данном случае не целесообразно). Главными критериями применения систем PS-2000, Prodigy 8C, Falcon для контроля технологического трубопровода является наличие следующих двух факторов: 1. Протяженность трубопровода составляет не более 15-20 метров; 2. Отсутствие теплоизоляционного покрытия на трубопроводе (при его наличии для контроля технологического трубопровода применяется система Р 150ЕМ).

4. При выявлении дефекта системой экспресс диагностики Wavemarker G3 или TTF+ на основном металле технологического трубопровода выполняется точное измерение расстояния между кольцом и дефектным участком, после чего производят его вскрытие. Если на трубопроводе присутствует теплоизоляционное покрытие, то подготовка поверхности трубопровода выполняется с помощью металлической щетки с целью удаления антикоррозионного покрытия, которое не плотно прилегает к трубопроводу, и рыхлой ржавчины для дальнейшего сплошного сканирования системами PS-2000, Prodigy 8C, Falcon. Для того, чтобы провести сплошное сканирование контролируемый участок трубопровода производится его разбивка на сектора с применением формулы:

$$X = \frac{D \cdot 3,14}{L} \quad (1)$$

Где, X – количество секторов, шт.;

D – диаметр технологического трубопровода, мм;

L – длина сканирующего устройства.

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

При этом разбивку на сектора необходимо выполнять так, чтобы сканирование последующих секторов производилось внахлест на предшествующий сектор (более 10 % ширины рабочей поверхности прибора) для возможности пропуска дефектов. Максимальная протяженность контрольного участка, который сканируется за единичный проход, не может превышать 1000-1200 мм. Если сканирование технологического трубопровода производится системой Р 150ЕМ, то выбор количества секторов выполняется согласно условию, что ширина сканирующего прибора L равняется 160 мм.

В частных случаях специалисты, проводящие контроль, могут принять решения замены вихретокового контроля системами фирмы TesTex на применение ультразвуковой измерительной установки «Сканер» серии «Скаруч», Panametrics 37 DL Plus, Panametrics 38 DL Plus, Panametrics MG2-DL, Panametrics MG2-XT или УТ-04 ЭМА «Дельта», а также другими приборами, которые внесены в государственный реестр СИЗ с оценкой точных размеров повреждений и их локализации на трубопроводе. Подготовка поверхности технологического трубопровода осуществляется согласно требованиям, которые указываются в паспорте на приборы или в нормативно-технической документации на соответственный вид контроля.

5. Выполняется 100 %-ая диагностика запорной и предохранительной арматуры. Контроль и измерения толщин осуществляется в следующем объеме:

- не менее 2-х измерений на крышке;
- не менее 2-х измерений на двух цилиндрических частях корпуса, которые присоединяются к трубопроводу;
- не менее 5-ти измерений центральной части корпуса.

Применение других известных методов неразрушающего контроля (магнитного, капиллярного, вихретокового, вибродиагностического, рентгенографического) устанавливается непосредственно специалистами

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

экспертной организации, которая проводит экспертизу промышленной безопасности.

2.3.3 Визуальный и измерительный контроль элементов трубопроводов

Целью проведения визуально-измерительного контроля является обнаружение дефектов на поверхности технологического трубопровода (задиоров, рисок, забоин, царапин, трещин, прогибов, деформаций, вмятин, нарушений изоляции, выпучин, коррозионного износа и язв, изменение исходных форм), возникающие в результате производства труб, их транспортировки и хранения, монтаже, эксплуатации трубопроводов, косвенных дефектов и отказов («потения» материала – выход на наружную поверхность трубы капель жидкости, утечек запаха).

Визуально-измерительный контроль технического состояния технологических трубопроводов включает в себя:

- обнаружение дефектов на поверхности трубопровода;
- выявление дефектов на поверхности сварных соединений запорной арматуры;
- определение разъемных соединений и сальниковых уплотнений запорной арматуры на герметичность;
- исследование качества затяжки разъемных соединений и комплектности, а также измерение диаметров технологических трубопроводов;
- обнаружение дефектов на поверхности крепежных деталей (срыв колец резьбы, забоины, трещины, изгибы болтов и шпилек, коррозионный и механический износ сечения резьбы, износ боковых граней болтов и гаек);
- выявление дефектов на сварных соединениях;
- обнаружение коррозионных дефектов;
- проверка креплений технологических трубопроводов с опорами;

- исследование прочности опор (общая исправность, отсутствия отклонений от вертикали и сползания технологического трубопровода со скользящих опор, цельность сварных соединений, исправность соединения между неподвижной опорой и «башмаком» и т.д.);
- обследование расстояния от поперечных сварных соединений и опор, которое должно быть не менее 50 мм;
- проверка целостности изоляционного, теплоизоляционного и антикоррозионного покрытий;
- выявление отступлений от проектных значений и изменение диаметра технологического трубопровода;
- обследование поверхности металла и сварных соединений на месте освобождения их от изоляционного покрытия;
- проверка на нарушение геометрии участков, сварных соединений и элементов (гофры, смещения кромок, отклонения от прямолинейности и т.п.);
- проверка болтов, шпилек, гаек фланцевых соединений и запорной арматуры.

При проведении визуально-измерительного контроля наибольшее внимание необходимо уделить дефектам, которые могут повлиять на эксплуатационную пригодность технологического трубопровода и его работоспособность в целом, а также дефекты, которые представляют реальную опасность дальнейшего разрушения объекта. К данным дефектам относят:

- трещины в основном металле (наличие подтеков ржавчины, которые выходят на поверхность металла и шелушение краски);
- местные механические повреждения (вырубки, вмятины, разрывы, изломы);
- расслоение основного металла трубопровода;
- провисания технологического трубопровода;

- увод или смещение кромок стыкаемых элементов более установленных норм их непрямолинейности;
- закаты основного металла трубопровода;
- повреждение или отсутствие болтов, шпилек, гаек в разъемных соединениях опорных конструкций;
- местные коррозионные повреждения и дефекты антикоррозионной защиты;
- нарушение целостности опор и несоответствие требованиям проектной документации их конструкции;
- высокая вибрация технологического трубопровода;
- несоответствие опорных конструкций технологического трубопровода значениям их вертикальности, сход трубопровода со скользящих опор, трещины в сварных соединениях опорных конструкций;

В случае выявления дефектов или признаков их возможного наличия на исследуемых участках, данные зоны необходимо зачистить до металлического блеска для дальнейшего обследования другими методами неразрушающего контроля.

Отбраковка труб, различных деталей технологических трубопроводов, арматуры, литых деталей (вентили, задвижки, корпуса и т.п.) производится в случаях если:

- выявлены отслоения, трещины, деформации;
- присутствуют дефекты в сварных швах, которые подлежат исправлению;
- несоответствие размеров резьбовых соединений допускам или резьба имеет срывы витков, коррозионный износ или трещины;
- при обнаружении раковин, трещин и иных дефектов;
- при наличии деформаций;
- достижение толщины стенки воротника фланца значений, относящихся к отбраковочным.

Отбраковка линз и прокладок овального сечения производится при условии обнаружения забоин, трещин, смятости уплотнительных поверхностей, сколов и деформаций.

Отбраковка крепежных деталей производится при условии:

- изгиба болтов и шпилек;
- наличия трещин, коррозионного износа резьбы или срыва;
- износа боковых граней головок болтов и гаек.

Отбраковка промежуточных опор скольжения производится при условии:

- наличия видимых деформации их конструкции;
- неравности опорных площадок опор скольжения, что не может обеспечить беспрепятственное перемещение подушек опор в необходимом им направлении;
- смещения подушек опор за пределы площадок;
- наличия видимых повреждений элементов и сварных швов конструкций опор, а так же при коррозии, глубина которой превышает 35 % от толщины стенки.

Технологические трубопроводы, которые не обладают теплоизоляционным покрытием и находятся в местах доступных для осмотра, претерпевают визуально-измерительный контроль в объеме 100 % (основной металл трубопровода, сварные соединения, опорные конструкции, запорная и регулирующая арматуры).

При осуществлении контроля исследуемая поверхность должна обладать достаточной освещенностью, но не менее 500 Лк. Контроль должен осуществляться только в случае обеспечения достаточного обзора для глаз специалиста, проводящего визуально-измерительный контроль. Осмотр исследуемой поверхности необходимо проводить под углом не менее 30° относительно плоскости объекта контроля и с расстояния не более 600 мм.

Результаты, полученные в процессе визуально-измерительного контроля, заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

работ, после чего они переписываются в акты по проведению визуально-измерительного контроля. Так же составляется схема контроля технологического трубопровода, на котором указываются выявленные дефекты, с приложением к ней подтверждающего фотоматериала с привязками к опорным точкам (фасонным деталям, запорной арматуре, опорам и т.п.).

Для проведения работ по визуально-измерительному контролю применяется следующий инструмент:

- Фара ручная взрывозащищенная светодиодная ФР-ВС «Экотон-3» модернизированная предназначена для использования в качестве индивидуального переносного осветительного прибора во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно ГОСТ Р51330.13-99;
- Лупа измерительная ЛИ 10х по ТУ 3-3.1.125-81 для просмотра дефектов и замера их линейных размеров;
- Штангенциркуль ШЦ-1-125-0.1, КТ2 № SL2011060131190 по ГОСТ 166-89 для наружных и внутренних измерений составных частей трубопровода;
- Кронциркуль для измерений линейных размеров составных частей трубопровода;
- Универсальный шаблон Красовского УШК-1 для контроля тавровых, нахлесточных и стыковых сварных соединений;
- Универсальный шаблон сварщика УШС-2 по СТБ 1133-98 для измерения катета угловых сварных соединений;
- Универсальный шаблон сварщика УШС-3 по ТУ 3936-050-00221190 для контроля элементов разделки под сварной шов, электродов и элементов сварного шва;
- Угольник поверочный УП 150х100-90° по ГОСТ 3749-77 для замеров длин и углов;

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

- Линейка измерительная металлическая Л 300 по ГОСТ 427-75 для измерения длин и размеров деталей составных частей трубопровода;
- Рулетка измерительная металлическая «ЭНКОР» по ГОСТ 7502-98 для измерения длин;
- Набор радиусных шаблонов №1, №3 для измерения катетов угловых швов;
- Набор щупов № 4 по ГОСТ 882-75 для измерения зазоров;
- Игла измерительная для определения глубины пор, язв, подрезов и т.д.;
- Лазерный дальномер Leica Disto;
- Люксметр Testo-540;
- Набор образцов шероховатости поверхности Rz₂₀, Rz₄₀, Rz₆₀, Rz₈₀ для измерения шероховатости поверхности.



Рисунок 10 - Фара взрывозащищенная ФР-ВС «Эстон 3»

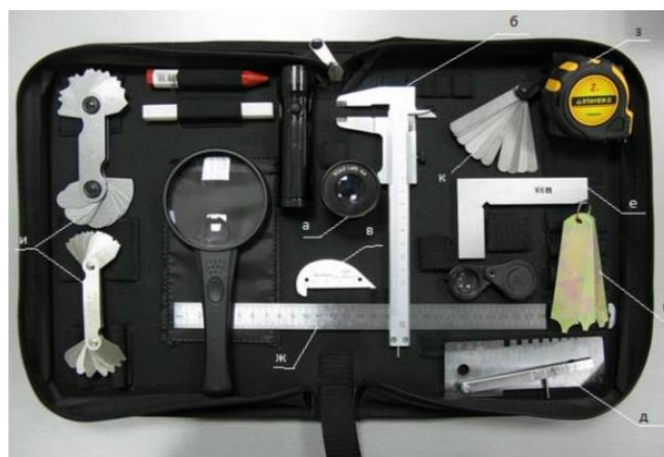


Рисунок 11 - Комплект для визуально измерительного контроля:

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

а - лупа измерительная ЛИ 10х; б – Штангенциркуль ШЦ-1-125-0.1; в - Универсальный шаблон Красовского УШК-1; г - Универсальный шаблон сварщика УШС-2; д - Универсальный шаблон сварщика УШС-3; е - Угольник поверочный; ж - Линейка измерительная металлическая; з – рулетка 5 м; и – наборы радиусных шаблонов №1, №3; к – Набор щупов №4;

2.3.4 Визуальный контроль состояния изоляционного, антикоррозионного и теплоизоляционного покрытий

Целью контроля состояния изоляционного, теплоизоляционного и антикоррозионного покрытий состоит в обнаружении и оценки нарушений целостности покрытий технологических трубопроводов в местах, где изоляция не применяется (открытые участки) и в шурфах.

Визуальный осмотр позволяет определить присутствие механических повреждений защитных покрытий, перекосов, отвисаний, гофров, морщин, отслоения покрытия от металла трубопровода, шелушения, а так же присутствие влаги под изоляцией и коррозионные повреждения.

Результаты, полученные в процессе визуально-измерительного контроля, заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых работ, после чего они переписываются в акты состояния изоляционного покрытия. Так же составляется схема контроля технологического трубопровода, на котором указываются выявленные дефекты, с приложением к ней подтверждающего фотоматериала с привязками к опорным точкам (фасонным деталям, запорной арматуре, опорам и т.п.).

2.3.5 Проведение диагностики технологического трубопровода с помощью метода направленных волн системами экспресс диагностики Wavemaker G3 или TTF+

Целью диагностики технологического трубопровода с помощью метода направленных волн является оперативное выявление коррозионных повреждений и иных дефектов, которые находятся на внутренних и наружных стенках технологического трубопровода и относятся к

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		61

труднодоступным. С помощью систем экспресс диагностики Wavemaker G3 и TTF+ можно быстро провести оценку общего технического состояния участков технологических трубопроводов с большой протяженностью без вывода самого трубопровода из эксплуатации.

Ультразвуковой метод неразрушающего контроля объектов большой протяженности основывается на свойстве распространения направленных волн на расстояния значительной протяженности от места монтажа датчиков, и отражаться от любых изменений площади поперечного сечения трубопровода. К данным изменениям площади поперечного сечения могут относиться: различные коррозионные повреждения, локальные дефекты, трещины, протяженные дефекты, конструктивные элементы технологического трубопровода (сварные швы, врезки, отводы, опоры и т.д.) [10]. Общий вид данного метода представлен на рисунке 12.

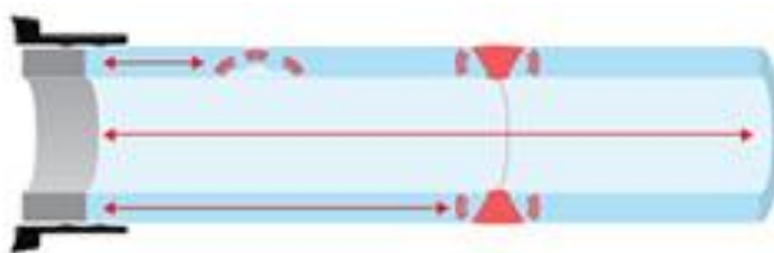


Рисунок 12 - Общий вид метода направленных волн

Данные системы экспресс диагностики обеспечивают быстрый контроль больших по протяженности участков технологического трубопровода (до 50 метров в обе стороны). В состав этих систем входят: компьютер для обработки информации, электронный блок и кольца с преобразователями. Для проведения диагностики с помощью данных систем, необходимо иметь свободный от изоляции (открытый) участок трубы протяженностью от 30 до 50 сантиметров, чтобы произвести размещения кольца с преобразователями.

Основные характеристики систем экспресс диагностики Wavemaker G3 и TTF+:

- диаметр трубопровода 38-1800 мм;
- предельная толщина труб не более 44 мм;

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

- температурный диапазон поверхности трубопровода от -20 °С до +125 °С;
- материал труб – аустенитная, перлитная и другие;
- минимальное значение зазора для монтажа кольца с преобразователями не менее 65 мм;
- необходимая продолжительность времени на определение и анализ данных для одного положения кольца 15 минут;
- виды используемых направленных волн – продольные, крутильные;
- минимальное значение чувствительности от площади поперечного сечения трубы – 2%;
- регистрация язв осуществляется при их диаметре 20 мм, глубиной 2 мм в трубе диаметром 560 мм с толщиной стенки 6 мм;
- допустимая зона контроля 30-180 м;
- используемый частотный диапазон 5-300 КГц;
- значение предельно-допустимой относительной погрешности измерения расстояния до дефекта $\pm 3\%$ [10];



Рисунок 13 – Система экспресс диагностики Wavemarker G3



Рисунок 14 – Система экспресс диагностики Teletest Fokus+

В рассматриваемом случае применяются направленные волны крутильного и поперечного (только для ТТФ+) типов (рисунок 15). Данные волны в полном объеме распространяются по контролируемому объекту в каждую сторону от кольца с преобразователями. Для диагностики не требуется применение контактной жидкости. Метод направленных волн основан на способности реагировать на изменения площади поперечного сечения. Прибор фиксирует каждое изменение площади поперечного сечения, как уменьшение (коррозия), так и увеличение (сварной шов).

Применяется две моды крутильных мод. Симметричная мода, отражающаяся от равномерно располагающихся по окружности объектов (сварные швы), и несимметричная, появляющаяся в результате отражения от несимметричных объектов (коррозия). Зависимость групповой скорости волн от частоты представлена на рисунке 16 [11].

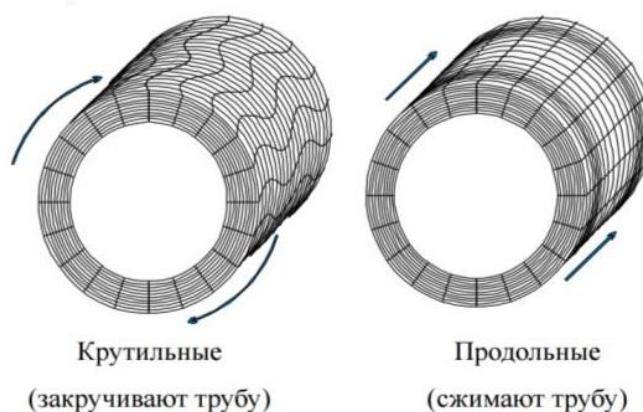


Рисунок 15 – Характер движение волн различных типов

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

Именно взаимосвязь амплитуд сигналов данных мод, расположение, их форма и т.п., помогает определить не только наличие дефекта, но и его размер, и исходящую от него опасность.

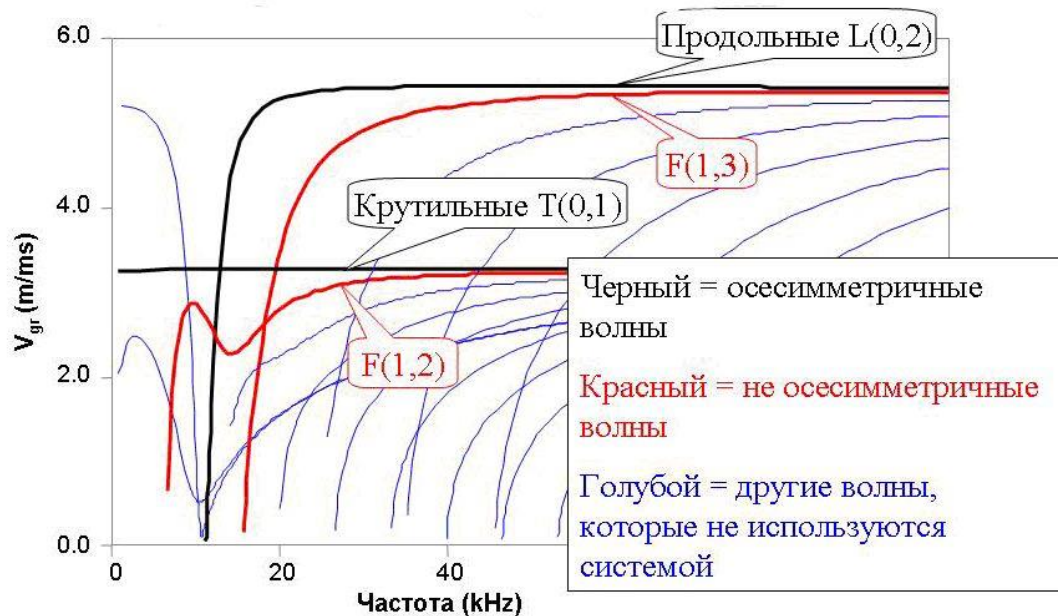


Рисунок 16 - Зависимость групповой скорости волн от частоты

Результат экспресс диагностики предоставляется в виде A-scan развертки (рисунок 17), что позволяет с наивысшей точностью установить расстояние между дефектов и кольцом, а также его точное расположение на теле трубы (невозможно установить на какой именно поверхности находится дефект (внутренней или внешней)). Система фиксирует дефекты достигающие 3 % и более от площади поперечного сечения.

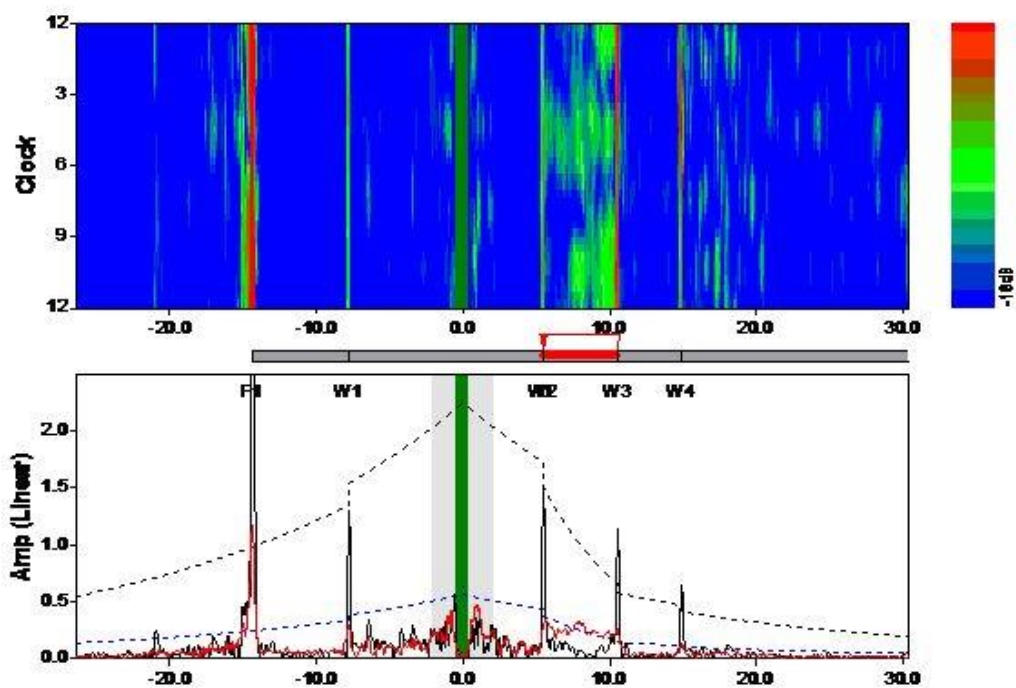


Рисунок 17 – A-scan развертка результата контроля

Необходимо иметь в виду, что данный метод ультразвукового контроля относится к методу экспресс диагностики, и для проведения полной диагностики необходимо проводить контроль традиционными методами для подтверждения или опровержения полученных результатов. Основным преимуществом данного метода является быстрота контроля больших по длине участков технологического трубопровода и получение картины с проблемными местами. Согласно результатам, полученным с помощью данного метода экспресс диагностики, специалист, который непосредственно проводит диагностику, может сделать вывод о опасности дефектов, обнаруженных в ходе контроля, и принять решение о необходимости дополнительного контроля иными методами неразрушающего контроля.

Результаты, полученные с помощью систем экспресс диагностики Wavemaker G3 и TTF+ , заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых работ, после чего они переписываются в акты по ультразвуковому контролю направленными волнами. Так же составляется схема контроля технологического трубопровода, на котором указываются выявленные дефекты, с приложением к ней подтверждающего

фотоматериала с привязками к опорным точкам (фасонным деталям, запорной арматуре, опорам и т.п.).

2.3.6 Проведение ультразвуковой толщинометрии

Для определения остаточных (фактических на момент диагностики) толщин стенок технологического трубопровода, корпусов литых задвижек, фасонных деталей и для сравнения их значений с величинами, относящимися к отбраковочным применяется ультразвуковая толщинометрия (далее УЗТ) или сканирование (далее УЗС). Толщины стенок измеряются по наружной поверхности.

Места замеров толщин стенок технологического трубопровода определяется в соответствии с результатами ранее проведенного контроля с помощью систем экспресс диагностики Wavemarker G3, TTF+, TesTex или P 150EM. Карта контрольных участков для проведения УЗТ указана на рисунке 18.

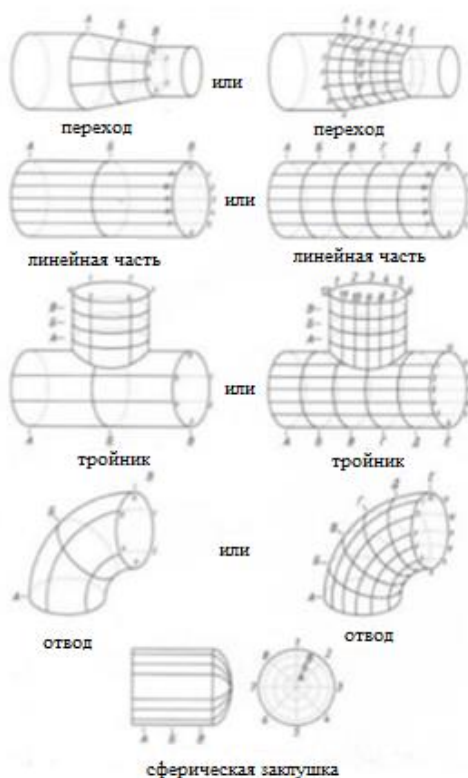


Рисунок 18 - Карта контрольных участков для проведения УЗТ

Контроль и измерения толщин запорной арматуры осуществляется в следующем объеме (рисунок 19):

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

- не менее 2-х измерений на крышке;
- не менее 2-х измерений на двух цилиндрических частях корпуса, которые присоединяются к трубопроводу;
- не менее 5-ти измерений центральной части корпуса.

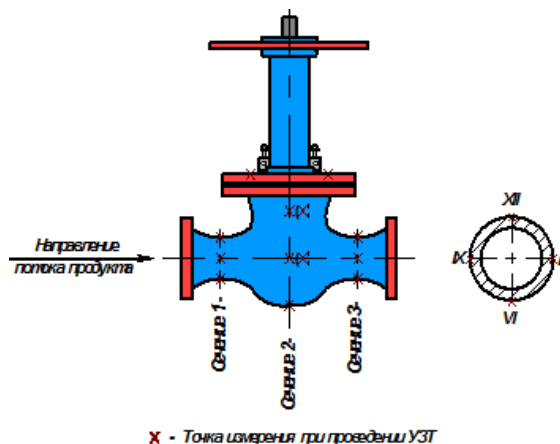


Рисунок 19 - Схема ультразвуковой толщинометрии запорной арматуры.

По полученным данным УЗТ устанавливают скорость коррозионного или коррозионно-эрозионного изнашивания стенок и определяют с помощью расчета их прочность и остаточный ресурс эксплуатации отработавших элементов, а так же уровень понижения рабочих показателей и при целесообразности сроки осуществления ремонтно-восстановительных работ.

Для проведения контроля толщин металла применяется следующее оборудование: ультразвуковые прецизионные толщинометры Panametrics 37 DL Plus, Panametrics 38 DL Plus (рисунок 20), Panametrics MG2-DL (рисунок 21), Panametrics MG2-ХТ [13], которые позволяют проводить измерения толщины металла обследуемого объекта через покрытие (отображение толщины покрытия и истинной толщины металла), а так же в режиме эхо-эхо (отражение истинной толщины металла, не беря в расчет толщины покрытия); ультразвуковую измерительную установку «Сканер» серии «Скаруч» (рисунок 22), которая позволяет проводить измерение толщины исследуемого объекта в полуавтоматизированном режиме с фиксацией и расшифровкой результатов диагностики автоматически; ультразвуковой толщиномер УТ-04 ЭМА (Дельта) (рисунок 23), который позволяет проводить измерение

толщины стенок с поверхностями, подверженными коррозии, без использования контактной жидкости, не смотря на наличие воздушного зазора или непроводящего покрытия (лак, эмаль, краска и т.д.) [14]. Для того, чтобы произвести замеры толщины с помощью прибора УТ-04 ЭМА (Дельта) необходимо применение сканирующего устройства, которое позволяет получить толщинограмму профиля объекта, подвергающегося контролю, в ходе перемещения данного устройства вдоль исследуемого изделия [12].

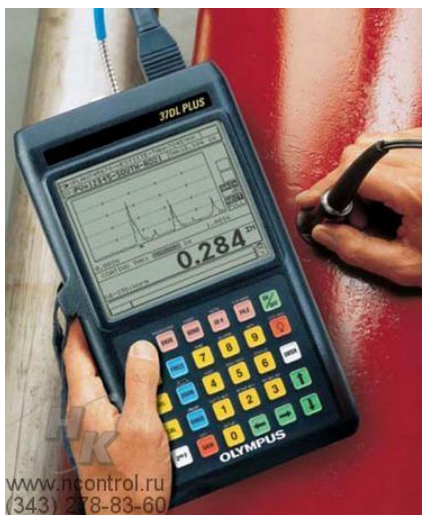


Рисунок 20 - Ультразвуковой прецизионный толщиномер Panametrics 37 DL Plus

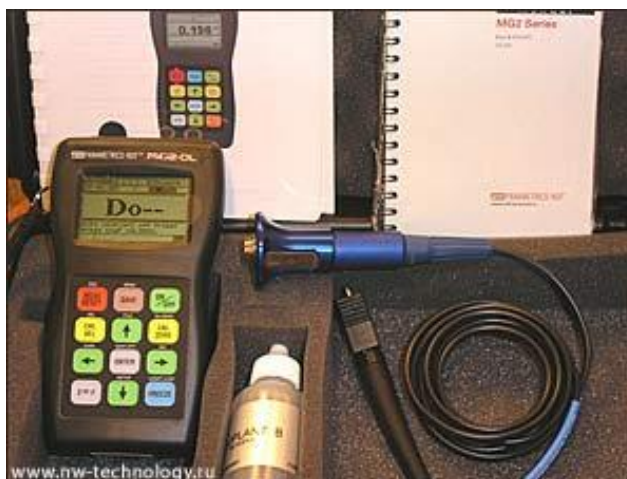


Рисунок 21 - Ультразвуковой прецизионный толщиномер Panametrics MG2-DL



Рисунок 22 - Ультразвуковая измерительная установка «Сканер» серии «Скаруч»



Рисунок 23 – Ультразвуковой толщиномер УТ-04 ЭМА (Дельта)

Результаты, полученные в процессе ультразвуковой толщинометрии, заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых работ, после чего они переписываются в акты по ультразвуковой толщинометрии.

2.3.7 Проведение ультразвуковой дефектоскопии сварных соединений технологического трубопровода

Целью проведения ультразвукового контроля сварных соединений является обнаружение дефектов, находящихся во внутренней полости технологического трубопровода, в том числе и с выходом среды на поверхность, а так же определения вида данных дефектов и их оценки.

Места для исследования сварных швов трубопровода с помощью ультразвукового контроля определяется в соответствии с данными, полученными в ходе проведения контроля системами экспресс диагностики Wavemaker G3, TTF+ или выборочно согласно решению специалиста, который проводит контроль.

При диагностировании дефекта в сварном шве трубопровода или зоне его термического влияния с помощью системы экспресс диагностики Wavemaker G3 осуществляется измерение наиболее точное расстояние между кольцом с преобразователями и дефектным участком, после чего проводится вскрытие дефектного участка при необходимости и целесообразности с дальнейшим сплошным сканированием ультразвуковой измерительной установкой «Сканер» серии «Скаруч».

Данная установка находит, характеризует и регистрирует дефекты, относящиеся к сварным соединениям, следующих видов: объемные (шлаковые включения, поры); плоскостные (трещины, несплавления, непровары); объемно-плоскостные (дефекты промежуточной формы).

Перед началом проведения работ по ультразвуковому контролю сварного шва проводится его очистка до чистоты, которая соответствует значению более $R_z 40$ на ширину равную 100 мм с обеих сторон валика усиления. Так же существует возможность производства работ по ультразвуковому контролю через лакокрасочное покрытие, но при условии, что нарушения адгезии между технологическим трубопроводом и покрытием отсутствует, и в ходе проведения контроля будет обеспечен стабильный акустический контакт. Схема проведения контроля сварных швов указан на рисунке 24.

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

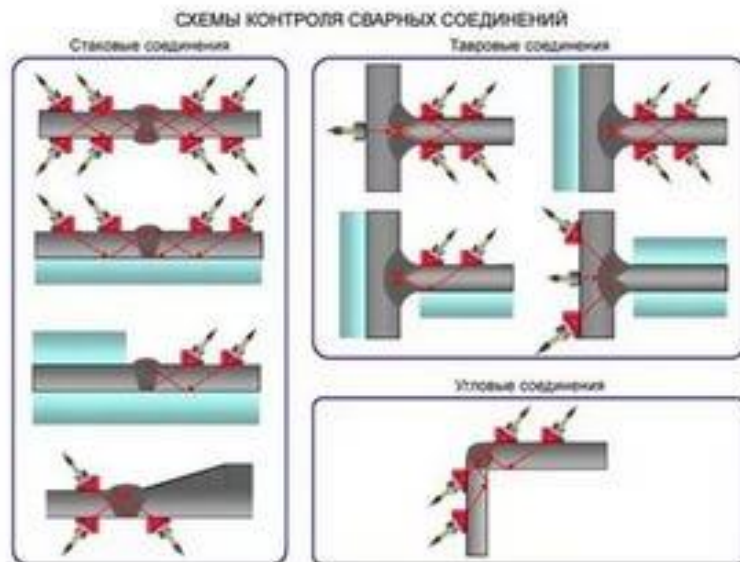


Рисунок 24 – Схема УЗД сварных соединений

Отбраковка сварных соединений осуществляется при условии того, что в ходе выполнения диагностики в сварном шве выявляются дефекты с эквивалентной площадью, которая превышает максимально допустимое значение в соответствии с таблицей 12.5 ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах» [15] и Приложением 17 к руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» [16].

Результаты, полученные в процессе ультразвуковой дефектоскопии, заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых работ с регистрацией всех найденных дефектов, уточнением точного места расположения сварного стыка согласно схеме технологического трубопровода, осуществляется оценка данных дефектов в соответствии с нормативно-технической документацией, после чего допустимые и недопустимые дефекты переписываются в акты по ультразвуковому контролю с соответствующими обозначениями.

2.3.8 Проведение оценки механических свойств металла технологических трубопроводов

Целью измерения твердости основного металла является определение физических его свойств. Данные измерения осуществляются в местах, которые ранее были подготовлены для УЗТ и УЗС. Необходимо произвести не менее трех замеров для каждой точки. Замеры твердости металла для измерений проводимых переносными приборами должны соответствовать значениям пределов, которые указаны в таблице 5:

Таблица 5

Марка стали	Допустимые пределы твердости основного металла, ед. НВ(*)	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, ед. НВ, не более
3	110-180	200
20	110-180	200
15К	110-180	200
18К	110-180	200
20К, 22К	110-180	200
09Г2С, 16ГС	120-200	220
17ГС	120-200	220
16Г1С	120-200	220
17Г1С	120-200	220
10Г2	120-200	220
10Г2С1	120-200	220
10ХСНД	120-200	220
12МХ	120-200	220
12ХМ	120-200	220
12Х1МФ, 15Х5М	120-200	220
20ЮЧ	120-200	220

Марка стали	Допустимые пределы твердости основного металла, ед. НВ(*)	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, ед. НВ, не более
15Х5МУ	120-200	220
15ХСНД	120-200	220

Если, в ходе проведения измерений твердости металла, полученные результаты не соответствуют требованиям, которые предъявляются к ним стандартами, то осуществляется более двух дополнительных замеров на местах с отдаленностью в 20-50 мм от точек, которые показали неудовлетворительный результат. При повторном неудовлетворительном результате значений твердости осуществляется определение протяженности участка или длины шва, которые обладают отклонениями от твердости. Специалисты, которые проводят контроль твердости металла, устанавливают количество и частоту дополнительных замеров твердости.

Для замеров твердости применяются переносные динамические малогабаритные твердомеры типа Krautkramer DynaMic (рисунок 25), ТЭМП-3 или ТДМ-2 (рисунок 26), назначение которых заключается в экспресс измерении и неразрушающем контроле твердости углеродистых, конструкционных и нержавеющей сталей, в том числе и сплавов по шкалам Бринелля (НВ) и Роквелла (HRC). Твердомер обладает способностью осуществлять измерения твердости на абсолютно любых изделиях, а так же и в труднодоступных местах, под различными углами, на плоских и выпуклых поверхностях с радиусом кривизны более 15 мм.



Рисунок 25 – Переносной динамический малогабаритный твердомер типа Krautkramer DynaMic



Рисунок 26 - Переносной динамический малогабаритный твердомер типа ТЭМП-3

Результаты, полученные в процессе замеров твердости основного металла составных частей технологического трубопровода, заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых работ, после чего они переписываются в акты по твердометрии и производится сравнение их с допустимыми пределами отдельно для каждой стали.

2.3.9 Проведение вихретокового контроля с помощью системам PS-2000, Prodigy 8C, Falcon, P 150EM

Целью проведения вихретокового контроля основного металла трубопровода и сварных соединений с помощью систем для сплошного неразрушающего контроля трубопроводов PS-2000 (рисунок 27), Prodigy 8C (рисунок 28), Falcon (рисунок 29), P 150EM (основной металл) является фиксация и оценка количественного показателя дефектов, которые относятся к типу коррозионного утонения стенки и трещин [17].



Рисунок 27 – Система сплошного неразрушающего контроля трубопроводов PS-2000



Рисунок 28 – Система сплошного неразрушающего контроля трубопроводов Prodigy 8C



Рисунок 29 – Система сплошного неразрушающего контроля трубопроводов Falcon фирмы TesTex

Контроль с применением вихретоковых сканеров, определяющие точные размеры дефектов и указывающие их месторасположение на трубопроводе, осуществляется согласно данным, полученным в результате контроля системой экспресс диагностики Wavemarker G3 (для теплоизолированных технологических трубопроводов) или в случае, когда применение систем экспресс диагностики не целесообразно (длины участков не более 15-20 м). В то же время специалисты, которые проводят контроль, могут принять решение о проведении сплошного сканирования всех технологических трубопроводов, которые находятся на опорах и не обладают теплоизоляцией. Общая схема принципа действия вихретокового метода контроля представлена на рисунке 30.

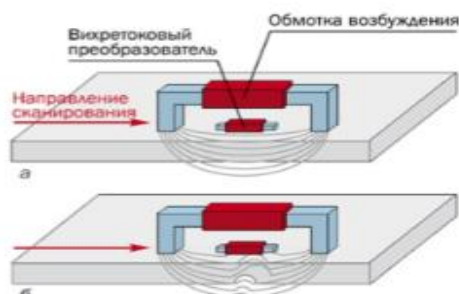


Рисунок 30 – Общая схема вихретокового метода

Особенность систем контроля фирм TesTex и Innospection заключается в том, что с их помощью можно осуществлять контроль через

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

покрытия, обладающие немагнитными свойствами и толщинами стенок до 6 мм; поверхность не нуждается в особой подготовке; способна фиксировать любые отклонения от номинальной толщины технологического трубопровода, не беря в расчет их природное происхождение, форму и ориентацию дефекта. Гофры относятся к недопустимым дефектам для диагностики через изоляционное покрытие. Для диагностики состояния сварных соединений применяют сканеры фирмы TesTex, которые используют метод низкочастотных полей вихревых токов и предназначены для проведения контроля околошовных зон и стыков сварных соединений.

Основные характеристики систем:

- относительно малый вес – до 5,5 кг;
- используемый частотный диапазон от 5 Гц до 30 кГц;
- максимальная длина соединительного кабеля – 10 м;
- время бесперебойной работы от батареи – 5 ч;
- используемое число каналов 8,16.

Вихретоковая система контроля Р 150ЕМ используется не только для технологических трубопроводов, не обладающих изоляционным покрытием, но и на технологических трубопроводах с изоляцией, а так же на вскрытых участках трубопроводов с подземной прокладкой. Система Р 150ЕМ отличается тем, что она в меньшей степени испытывает воздействие незначительных неровностей на теле трубопровода и гофр на изоляционном покрытии относительно вихретоковых сканирующих систем фирмы TesTex.

Результаты, полученные в процессе вихретокового контроля основного металла составных частей технологического трубопровода, заносятся в протоколы сразу на месте осуществления полевых работ, после чего они переписываются в акты по вихретоковому контролю, а участки, относящиеся к дефектным, указываются на схеме контроля трубопровода с их привязкой к опорным точкам (фасонным деталям, запорной арматуре, опорам и т.д.).

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

2.3.10 Использование других «традиционных» методов неразрушающего контроля технологических трубопроводов

На участках технологического трубопровода, которые относятся к потенциально опасным, и в случае невозможности использования перечисленных выше методов неразрушающего контроля осуществляется контроль технического состояния иными методами: акустико-эмиссионным контролем (АЭД), магнитометрическим контролем (ММП), магнитопорошковым контролем (МПК); вихретоковым контролем (ВК) с применением приборов типа ВД-30 НК и ED-200; контролем проникающими веществами (ПВК); радиационным (рентгенографический) контролем (РК).

- метод АЭД заключается в регистрации и анализе акустических волн, которые возникают в результате пластической деформации и разрушении диагностируемых объектов, что позволяет определять соответствующую систему классификации дефектов и критерии оценки технического состояния технологических трубопроводов, которые основываются на действительном влиянии дефекта на трубопроводов. К иному источнику АЭД относиться истечение рабочего тела (нефти) через сквозные отверстия в технологическом трубопроводе.

Особенности метода АЭД, которые определяют его области применения и возможности, заключаются в следующем:

- данный метод способен обнаружить и диагностировать только дефекты, которые находятся на этапе развития, поэтому дефекты классифицируются по степени опасности, а не по их размерам;

- методу присуще высокое значение чувствительности к развивающимся дефектам, что позволяет определить рост трещины (порядка доли миллиметра). По теоретическим оценкам предельная чувствительность АЭД составляет $1 \cdot 10^{-6}$ мм²;

- метод АЭД обладает свойством интегральности, который способен обеспечивать контроль всего объекта с применением одного или

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

небольшого количества преобразователей АЭД, которые неподвижно устанавливаются на тело трубы;

- метод АЭД способен осуществлять диагностику различных технологических процессов, а так же процессов измерения свойств и состояния материалов;

- ориентация и положение контролируемого объекта не сказывается на диагностике дефектов;

- метод АЭД обладает относительно малым количество ограничений, которые связаны со свойствами и структурой материалов;

- основной особенностью данного метода, которая ограничивает его использование, является трудность выделения сигналов АЭ из помех. Это связано с тем, что сигналы АЭ относятся к шумоподобным. Вследствие этого, при малом значении амплитуды сигнала задача по выделению полезных сигналов из помех значительно усложняется.

При достижении дефекта критических размеров, амплитуда сигналов и темп их генерации значительно увеличивается, что приводит к росту вероятности его обнаружения.

Данный метод неразрушающего контроля может быть использован не только для контроля объектов, находящихся в эксплуатации, но и при изготовлении объектов и в процессе их приемочных испытаний, а так же при периодических технических освидетельствованиях.

Цель данного метода заключается в обнаружении, определении координат и мониторинге источника АЭ, которые связаны с несплошностями на поверхности или в объеме стенки технологического трубопровода, а так же его сварных соединений, изготовленных частей и компонентов. Регистрация АЭ способствует обнаружению образования сквозных трещин, свищей, протечек в уплотнениях, заглушках и фланцевых соединениях.

Для контроля технологических трубопроводов с помощью метода АЭД применяют АЭ систему Spartan 2000 (Physical Acoustics), АЭ комплекс

ЛЕЛЬ в комплекте с калибратором (A-Line 32D (DDM)) (рисунок 31), АЭ система «Малахит АС-15А» (рисунок 32) и другие [18].



Рисунок 31 - A-Line 32D (DDM)

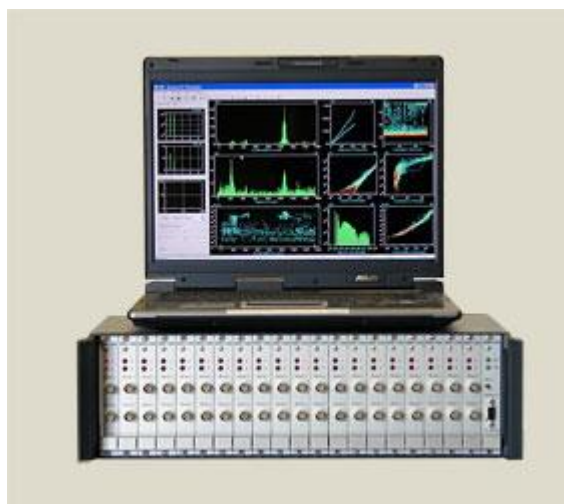


Рисунок 32 - «Малахит АС-15А»

- метод ММП основывается на измерении и анализе распространении собственных магнитных полей рассеяния металла сварных соединений, которые определяют их структурно-технологическую наследственность. Для контроля с помощью данного метода применяется естественная намагниченность, которая сформировалась в результате сварки в магнитном поле Земли.

Данный метод используется для определения зон концентрации механических напряжений (ЗКН) и составления рекомендаций для дополнительного контроля опасных зон в сварных соединениях

трубопроводов, а также его оборудования и конструкций. Он позволяет диагностировать сварные соединения различных размеров и форм без ограничения толщины свариваемого металла на всех видах ферромагнитных и аустенитных сталей и сплавов и на чугунах.

ММП метод позволяет определять следующие дефекты:

- зоны концентрации остаточных сварочных напряжений и их распределение вдоль сварного соединения;
- зоны вероятного расположения микро- и макродефектов всех видов (поры, шлаковые включения, несплошности, трещины, разрывы).

Классификация дефектов диагностируемых данным методом осуществляют с помощью специальных методик контроля для каждого сварного соединения в отдельности [19].

Для осуществления магнитометрического контроля применяют измеритель концентрации напряжений ИКН-1М (рисунок 33).



Рисунок 33 - Измеритель концентрации напряжений ИКН-1М

- метод МПК заключается в фиксации магнитных полей рассеяния над дефектом с применением в роли индикатора магнитную суспензию или ферромагнитный порошок. Данный метод позволяет регистрировать дефекты размерами около 0,5 мм в длину и 2,5 мкм и более в ширину. В результате намагничивания исследуемых объектов постоянным магнитным полем, данный метод позволяет обнаружить дефекты, которые располагаются на

глубине в 2-3 мм. Для осуществления магнитопорошковой дефектоскопии используют переносной дефектоскоп типа МД-6 (рисунок 34) на постоянных магнитах [20];



Рисунок 34 - Переносной дефектоскоп типа МД-6

- вихретоковая дефектоскопия осуществляется с помощью вихретоковых дефектоскопов типа ВД-30НК (рисунок 35) или ED-400, которые предназначены для регистрации и относительной оценки трещина на поверхности детали, состоящих из ферромагнитных материалов, а так же деталей, обладающих грубо обработанными плоскими и криволинейными поверхностями. Данный дефектоскоп позволяет фиксировать трещины, размеры которых достигают более 5 мм в длину и от 0,05 до 3,0 мм в ширину. Однако, применение данного дефектоскопа ограничивается следующими параметрами: контролируемая поверхность должна обладать радиусом кривизны более 20 мм; значение угла отклонения преобразователя относительно нормали к обследуемой поверхности должно находиться в пределах от 0 до 30°; зазор от преобразователя до исследуемой поверхности не должен превышать 0,5 мм. Вихретоковая дефектоскопия применяется для контроля технического состояния металла в околошовных зонах сварных швов, а так же в местах, обладающих повышенной концентрацией напряжения (люки горловин, фланцы, места приварки патрубков и т.д.). Наибольшая эффективность данного метода проявляется в ходе определения наличия трещин коррозионного растрескивания и межкристаллитной коррозии [21];



Рисунок 35 – Вихретоковый дефектоскоп типа ВД-30НК

- контроль технического состояния технологических трубопроводов методом проникающих веществ осуществляют для того, чтобы определить поверхностные несплошности (поры, трещины, раковины, шлаковые включения, межкристаллитную коррозию и коррозионное растрескивание и иные несплошности с фиксацией их локализации, длины и самого характера распространения). Диагностику данным методом проводят с помощью наборов для капиллярной дефектоскопии фирмы Shervin (рисунок 36), включающие в свой состав три аэрозольных баллона (панетрант, очиститель, проявитель и контрольный образец с присутствующими на нем искусственными дефектами для осуществления контроля дефектоскопических материалов на чувствительность), обладающие способностью фиксации дефектов по второму классу чувствительности (ширина раскрытия дефекта не менее 1-10 мкм) [22];



Рисунок 36 - Набор для капиллярной дефектоскопии фирмы Shervin

- Радиационный или рентгенографический контроль осуществляется с использованием рентгеновского аппарата АРИОН-300 (рисунок 37), Пион-2М (рисунок 39), Арина-3 (рисунок 38) и другие, которые позволяют осуществлять диагностику при помощи высоко проникающих рентгеновских лучей, при этом не нанося урон изделию, а так же обеспечивают фиксацию визуальной информации о техническом состоянии внутренней полости изделия на пленке, согласно которой принимается решение о его исправности [23]



Рисунок 37 - Рентгеновский аппарат АРИОН-300

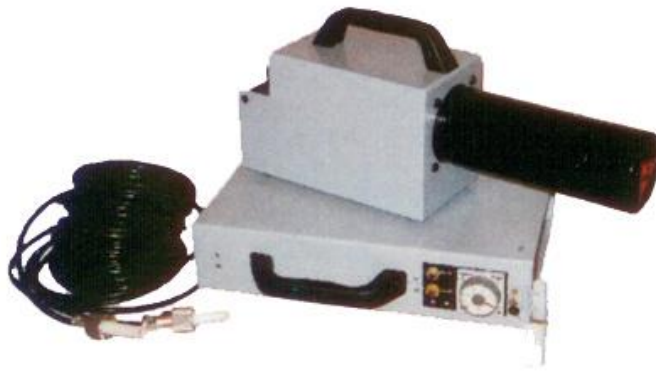


Рисунок 38 - Рентгеновский аппарат Арина-3



Рисунок 39 - Рентгеновский аппарат Пион-2М

2.3.11 Методики расчетов технического состояния технологических трубопроводов

После проведения обследования трубопровода, осуществления ремонтно-восстановительных работ для ликвидации, не соответствующих требованиям промышленной безопасности, дефектов, которые были выявлены в результате обследования и проведения работ по приведению технологических трубопроводов с недопустимыми дефектами в соответствие с требованиями, которые соответствуют проектной документации, производят оценку технического состояния технических трубопроводов с помощью различных методик расчета. Необходимые расчеты указываются заказчиком работ в Техническом задании.

2.3.11.1 Осуществление оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов

Определение остаточного ресурса технологических трубопроводов производят в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» [25] по наименьшим фактическим толщинам стенок трубопровода на всех контрольных участках, установленных в результате ультразвуковой толщинометрии. Величина отбраковочных значений для труб и деталей трубопровода таблица 6. Величина отбраковочных значений для корпусов задвижек, вентиляей, клапанов и литых деталей трубопровода таблица 7[24].

Таблица № 6

Наружный диаметр трубопровода, мм	≤ 25	≤ 57	≤ 108	(≤ 114) ≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Таблица № 7

Условный диаметр D _y , мм	80	200	400	500	700	800	1000	1220
Предельная отбраковочная толщина стенки, мм	3	4,5	6	7	8,5	10	11	14

Расчеты технологических трубопроводов на прочностные характеристики осуществляют в тех случаях, когда фактические толщины стенок трубопроводов отклоняются от своих проектных значений. В результате данного расчета, если существует необходимость, то производится установка ограничения рабочего давления в данном технологическом трубопроводе.

Формула расчета остаточного ресурса для технологического трубопровода и запорной арматуры следующая:

$$T_{\text{ост}} = \frac{t_{\text{min}} - t_{\text{отбр}}}{V_{\text{ср}}}, \quad (1)$$

Где T_{ост} – остаточный ресурс трубопровода (арматуры), лет;

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

t_{\min} – фактическая минимальная толщина стенки трубопровода (арматуры), мм;

$t_{\text{отбр}}$ – расчетная толщина стенки трубопровода, мм;

$V_{\text{ср}}$ – скорость коррозионного износа (арматуры), мм/год.

$$t_{\min} = t_{\text{изм}} - t_{\text{к.п.}}, \quad (2)$$

Где $t_{\text{изм}}$ – минимальная измеренная толщина стенки трубопровода (арматуры), мм;

$t_{\text{к.п.}}$ – глубина наружной коррозии и повреждений (арматуры), мм.

Далее необходимо произвести выбор формулы для расчета минимально допустимой толщины стенки технологического трубопровода и фасонных деталей, удовлетворяющей условию прочности:

$$t_{\text{отбр}} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_{\text{н}}}{2(R_1 + n \cdot P)}, \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75 \quad (3)$$

$$t_{\text{отбр}} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_{\text{н}}}{2(0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n \cdot P)}, \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75 \quad (4)$$

Где n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный (1,2);

P – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

α – коэффициент несущей способности, равный (1);

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, мм;

R_1 – расчетное сопротивление материала трубопровода, МПа, определяемое по формуле $R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$;

R_1^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб;

m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный (0,8);

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды, равный (0,75);

k_1 – коэффициент однородности материала труб, равный (0,8);

R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб.

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

Расчет на прочных характеристиках запорной арматуры проводился по формуле, приведенной в п.13.52 РД 38.13.004-86 [27]:

$$t_{отбр} = \frac{3,8 \cdot D_y \cdot P_{раб}}{2 \cdot [\sigma]}, \quad (5)$$

Где

$t_{отбр}$ – толщина стенки, при которой корпус задвижки отбраковывается, мм;

D_y – условный проход, мм;

$P_{раб}$ – рабочее давление в корпусе, кг/см²;

$[\sigma]$ – допустимое номинальное напряжение материала корпуса арматуры, которое выбирают в зависимости от рабочей температуры, кг/см².

Расчет производится по каждому контрольному сечению трубопровода (в том числе фасонных деталей) и арматуры.

В ходе расчета значение отбраковочной толщины устанавливается, как большее по сравнению с расчетной отбраковочной толщиной и его табличным значением.

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{T_{экс}}, \quad (6)$$

Где

T – время эксплуатации технологического трубопровода (арматуры), лет;

t_n – исполнительная (номинальная) толщина стенки трубопровода (арматуры), лет;

t_{min} – фактическая минимальная толщина стенки технологического трубопровода (арматуры), мм.

Периодичность проведения последующих технических обследований технологических трубопроводов устанавливается в соответствии с минимальным ресурсом минус один год, но не может превышать восьми лет.

Данный расчет технологических трубопроводов осуществляют для определения объема их наработки с момента его технического обследования

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

до достижения им предельного состояния. К предельному состоянию относят не только разрушение в целом трубопровода, но и определенного количества элементов, относящихся к нему, при условии, что их обслуживание в результате систематических отказов экономически не выгодно или может нанести серьезный вред окружающей среды.

Предельное состояние технологических трубопроводов оценивается с помощью экономических и технических параметров.

К технологическим параметрам технологического трубопровода, которые характеризуют его предельное состояние, относят:

- циклические нагрузки и вибрации;
- скорость образования коррозии и эрозии;
- значение обрабочной толщины;
- технологические показатели (давление, расход, температура).

К экономическим параметрам технологического трубопровода, которые характеризуют его предельное состояние, относят:

- ожидаемые (прогнозируемые) отказы;
- денежные затраты для устранения отказов и их последствий;
- затраты на возможные экономические штрафы;
- затраты на проведение профилактических работ на действующих трубопроводах;
- затраты на строительство нового трубопровода;
- нормативный срок эксплуатации нового трубопровода;
- убытки производства в связи с простоями из-за ликвидации отказов;
- имиджевые потери.

2.3.11.2 Расчет при использовании магнитных параметров деформационной способности металла

Сущность метода магнитной памяти металла заключается в регистрации магнитных полей рассеяния (МПП) и осуществлении анализа по

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

их распространению на диагностируемом технологическом трубопроводе. В ходе этого, оцениваются области аномального изменения МПР, которые создаются в результате неоднородности напряженно-деформированного состояния (НДС), а так же существования зон наибольшей концентрации напряжений в металле.

Данный метод позволяет оценить НДС путем замера поля остаточной намагниченности вдоль поверхности технологического трубопровода, учитывая изменения свойств металла.

Для того чтобы провести количественную оценку уровня концентрации напряжений, нужно оценить градиент нормальной составляющей магнитного поля рассеяния H_p при пересечении линии КН. Данный градиент оценивается с помощью следующей формулы:

$$K_{ин} = \frac{|\Delta H_p|}{2\lambda_k} \quad (7)$$

Где $K_{ин}$ – градиент магнитного поля рассеяния, который характеризуется интенсивностью изменения намагниченности металла в зоне концентрации наибольших напряжений и интенсивностью изменения поля рассеяния H_p ;

$|\Delta H_p|$ – модуль разности поля рассеяния между двух точек контроля, которые расположены на одинаковых по длине отрезках λ_k в обе стороны от линии $H_p=0$.

Согласно данной методике диагностики, техническое состояние сварных швов определяется в зависимости от характера распространения магнитного поля H_p , значения коэффициента интенсивности изменения магнитного поля по длине λ_k для всех каналов измерения $K_{ин}$ и расстояния между $K_{ин}^6$ каналами.

$$K_{ин} = \frac{|\Delta H_p|}{\lambda_k} \quad (8)$$

$$K_{ин}^6 = \frac{|\Delta H_p^6|}{2\lambda_6} \quad (9)$$

Определение напряженно-деформированного состояния (НДС) и оценка зон концентрации наибольших напряжений проводится путем определения взаимосвязи между распределением собственного МПР, который измеряется на поверхности технологического трубопровода, и распределением остаточных значений намагниченности, а также остаточных значений деформаций и напряжений.

Результаты диагностики обрабатываются в одинаковой последовательности независимо от принадлежности металла (основной или металл сварных швов). Порядок обработки результатов диагностики сведен в таблицу 8.

Таблица 8 – Порядок обработки результатов диагностики

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
1		Составление таблицы максимальных значений $K_{ин}$ и $K_{ин}^б$ для всех зон КН, зафиксированных при контроле нефтепроводов одного типоразмера	
2	$K_{ин}^{ср} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{ин}^i$ $K_{ин}^{ср} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{ин}^i$	Определение среднеарифметических значений зон КН	$i = 1, 2, 3, \dots;$ n - количество зон КН или количество значений $K_{ин}$ и $K_{ин}^б$, взятых в расчёт;
3	$\frac{K_{ин}^{max}}{K_{ин}^{ср}} = m$ $\frac{(K_{ин}^б)_{max}}{(K_{ин}^б)_{ср}} = m_б$	Определение соотношений m и $m_б$ между максимальными и средними значениями для зон с наибольшими значениями градиентов	

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
		поля $K_{ин}^{max}$ и $K_{ин}^b$	
4		Осуществление сравнения между отношениями m и m_b с предельной величиной $m_{пр}$, характеризующая деформационную способность металла	

Зоны, которые достигают значений максимальной концентрации напряжений ($K_{ин}^{max}$) или если любое из соотношений m и m_b больше или равняется $m_{пр}$, или $K_{ин}^{пред}$, относятся к зонам предельного состояния предразрушения. В таблице 9 указаны предельные показатели соотношения $m_{пр}$ в зависимости от марки стали.

Таблица 9 - Значения предельного соотношения для магнитного показателя деформационной способности металла [25]

Наименование марок стали	σ_T , МПа	σ_B , МПа	$m_{пр} \approx \left(\frac{\sigma_B}{\sigma_T}\right)^2$
Ст20	245	412	2,8
09Г2С	265	472	3,2
17ГС (17Г1С)	350	510	2,1

Примечание. Значения σ_B и σ_T взяты из справочных данных. В расчет взяты минимальные значения, указанные в справочнике. Механические свойства металла в процессе эксплуатации изменяются из-за коррозии, усталости и других факторов. Соответственно изменяется и показатель $m_{пр}$.

По результатам расчетов проводится ДДК в зонах, которые достигают максимальных значений концентрации напряжений, для диагностики на наличие глубинных дефектов и поверхностных трещин. В случае регистрации недопустимых дефектов согласно требованиям, предъявляемых к ним, участки технологических трубопроводов или сварные швы подлежат замене или ремонту. В случае соответствия дефектов допустимым критериям отбраковки или если дефекты не выявлены, зоны относят к группам первоочередного обследования для проведения последующих технических диагностик технологических трубопроводов.

2.3.11.3 Расчет срока диагностики на основе данных о наличии участков с ростом коррозионных дефектов

Проведение данного расчета технических трубопроводов заключается в определении фактического остаточного ресурса диагностируемых участков технологических трубопроводов с катодной защитой, которые обладают коррозионными повреждениями.

Алгоритм действий по количественной оценке значения остаточного ресурса и расчетные формулы приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Алгоритм действий по количественной оценке значения остаточного ресурса

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
1	$V_{\text{корр.св}} = V_{\text{корр.гр}} + V_{\text{корр. бт}} + V_{\text{корр. мб}} + V_{\text{корр. гп}}$	Расчет скорости свободной коррозии без использования катодной защиты.	$V_{\text{корр.св}}$ - скорость роста коррозионных дефектов, определенная согласно данным таблицы 11. $V_{\text{корр.гр}}$ - скорость роста коррозионных дефектов, обусловленная коррозионной агрессивностью грунта; $V_{\text{корр. бт}}$ - скорость роста

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
			коррозионных дефектов, обусловленная плотностью блуждающих токов; $V_{\text{корр. мб}}$ - скорость роста коррозионных дефектов, обусловленная микробиологической активностью грунта; $V_{\text{корр. гп}}$ - скорость роста коррозионных дефектов, обусловленная неравномерностью прокладки трубопровода.
2	1) $K_p = \frac{\sum_{i=1}^n K_{pi}}{n}$ 2) $K_{pi} = K_{p0i}(1 - K_{\text{ост}})$	Определение степени защиты и эффективности противокоррозионной защиты в целом	K_{pi} - степень защиты за прошедший год, с отсчетом от даты последней диагностики (таблица 12) K_{p0i} - среднее годовое значение в диапазоне зафиксированных значений защитных поляризационных потенциалов $K_{\text{ост}}$ - поправочный коэффициент, учитывающий защищенность трубопровода по времени. (Таблица 13)
3	$V_{\text{ко}} = V_{\text{корр. св}}(1 - V_p)$	Определение остаточной скорости коррозии и периодичности следующей диагностики	

Таблица 12 – Значения свободной скорости роста коррозионных дефектов [25]

№ п/п	Диагностируемый параметр	Значение	Потенциально возможная скорость коррозии, мм/год
1.	Удельное сопротивление	≤ 10	$V_{корр.гр} = 0,8$
	грунтов на трассе,	$10 < \rho_r \leq 50$	$V_{корр.гр} = 0,6$
	ρ_r , Ом·м;	$50 < \rho_r \leq 100$	$V_{корр.гр} = 0,4$
		$100 < \rho_r \leq 150$	$V_{корр.гр} = 0,2$
		$\rho_r > 150$	$V_{корр.гр} = 0,1$
2.	Плотность блуждающих токов в земле, i_3 , А/м	$\geq 1,0$	$V_{корр.бт} = 1,2$
		$0,5 \leq i_3 < 1,0$	$V_{корр.бт} = 0,9$
		$1,0 \leq i_3 < 1,5$	$V_{корр.бт} = 0,6$
		$< 0,1$	$V_{корр.бт} = 0$
3.	Микробиологическая активность грунта, $K_{МБ} = f(K_G; K_C)$	$K_G \geq 10^4; K_C \geq 3,0$	$V_{корр.мб} = 0,4$
	K_G ; ед/см ³	$10^3 \leq K_G < 10^4; K_C \geq 3,0$	$V_{корр.мб} = 0,3$
	K_C ; мг/сут	или	
		$K_G \geq 10^4; K_C < 3,0$	
		$10^3 \leq K_G < 10^4; K_C < 3,0$	$V_{корр.мб} = 0,2$
		или	
		$10^2 \leq K_G < 10^3; K_C \geq 3,0$	
		$K_G < 10^2; K_C \geq 3,0$	$V_{корр.мб} = 0,1$
		или	
		$10^2 \leq K_G < 10^3; K_C < 3,0$	
		$K_G < 10^2; K_C < 3,0$	$V_{корр.мб} = 0$
4	Градиенты естественных потенциалов свободной коррозии на участке 50 м, $\Delta\phi$, мВ	> 100	$V_{корр.зн} = 0,5$
		$50 \leq \Delta\phi \leq 100$	$V_{корр.зн} = 0,3$
		$10 \leq \Delta\phi \leq 50$	$V_{корр.зн} = 0,1$
		< 10	$V_{корр.зн} = 0$

Примечания: K_G - количество единиц коррозионно-опасных бактерий.

K_C - активность коррозионно-опасных бактерий по восстановлению атомарной серы.

При $K_C = 0$ и $K_G = 0$ $V_{корр.мб} = 0$.

Таблица 13 – Значения коэффициента корреляции показателя степени защиты $K_{p,i}$ [25]

№ п/п	Диапазон защитных поляризационных потенциалов, В м.с.э	Величина $K_{p,i}$
1	$[\varphi] \leq 0,55$	0
2	$0,55 \leq [\varphi] < 0,70$	0,4
3	$0,70 \leq [\varphi] < 0,80$	0,6
4	$0,80 \leq [\varphi] < 0,85$	0,7
5	$0,85 \leq [\varphi] < 0,90$	0,8
6	$0,90 \leq [\varphi] < 1,10$	0,9
7	$[\varphi] > 1,10$	0,8

Таблица 14 – Значения Коэффициента корреляции показателя степени защиты $K_{ост}$ [25]

№ п/п	Нарушение в течение года требуемого уровня защитных потенциалов $K_{p,i}$ продолжительностью, суток	Величина $K_{p,i}$
1	менее 10	0
2	10-45	0,1
3	45-75	0,2
4	75-120	0,3
5	120-150	0,4
6	более 150	0,6

Согласно рассчитанным характеристикам (степени защиты, категории технологического трубопровода, скорости свободной коррозии) осуществляется определение периодичности проведения диагностики, учитывая отсчеты по последней диагностики, в зависимости от оценки остаточной скорости коррозии и значениям, которые приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Определение периодичности диагностики трубопроводов НПС [25]

Остаточная скорость коррозии \ Степень защиты	до 0,1 мм/год включительно	0,1 - 0,5 мм/год	> 0,5 мм/год	Остаточная скорость коррозии / Категория трубопровода
90%	8 лет	8 лет	8 лет	I и II

Остаточная скорость коррозии \ Степень защиты	до 0,1 мм/год включительно	0,1 - 0,5 мм/год	> 0,5 мм/год	Остаточная скорость коррозии / Категория трубопровода
	8 лет	8 лет	8 лет	III и IV
80%	8 лет	8 лет	5 лет	I и II
	8 лет	8 лет	5 лет	III и IV
70%	8 лет	7 лет	3 года	I и II
	8 лет	8 лет	3 года	III и IV
60%	7 лет	5 лет	2 года	I и II
	8 лет	7 лет	2 года	III и IV
<60%	5 лет	3 года	1 год	I и II
	6 лет	5 лет	2 года	III и IV

Примечание: значения периодичности диагностики рассчитаны исходя из требований ПБ 03-585-03 для скорости свободной коррозии и степени защиты нефтепровода с учетом максимально допустимого значения, равного 8 годам.

2.3.11.4 Вероятностный расчет остаточного ресурса с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы

Вероятностный расчет позволяет провести оценку остаточного ресурса технологического трубопровода с точностью прогноза равной 95 %.

В процессе проведения прогноза остаточного ресурса технологического трубопровода, согласно изменению фактической толщины стенки и с учетом постоянной величины допускаемого напряжения, к единственной характеристике, оценивающей техническое состояние технологического трубопровода, относят износ стенки.

Алгоритм действий по проведению вероятностного расчета остаточного ресурса согласно общему коррозионно-эрозионному износу стенки технологического трубопровода и расчетные формулы сведены в таблицу 16.

Таблица 16 - Алгоритм действий по проведению вероятностного расчета остаточного ресурса согласно общему коррозионно-эрозионному износу стенки технологического трубопровода

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
1	$t_k = \frac{\gamma_f k P D_n}{2(R + 0,6\gamma_f P)}$	Расчетная толщина стенки	<p>γ_f - коэффициент надежности по нагрузке (СП 34-116-97);</p> <p>k - коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, принимаемый согласно СП 34-116-97;</p> <p>P – рабочее давление в трубопроводе;</p> <p>D_n - наружный диаметр трубопровода;</p>
2	$R = \frac{R_2^H \gamma_s}{\gamma_n}$	R для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты	<p>R_2^H - нормативное сопротивление металла, численно равное минимальному значению предела текучести;</p> <p>γ_s - коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты (СП 34-116-97);</p> <p>γ_n - коэффициент надежности по</p>

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
			назначению трубопроводов (СП 34-116-97).
3	$\delta_k = \frac{t_{nk} - t_k}{t_{nk}}$	Значение относительного износа для каждого замера	t_{nk} – фактическая измеренная толщина стенки
4	$\delta_{cp} = \frac{1}{N} \sum_1^N \left(1 - \frac{t_k}{t_{nk}}\right)$	Средний относительный износ	
5	$S_\delta = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (\delta_k - \delta_{cp})^2}$	Среднее квадратичное отклонение относительного утонения	
6	$S_d = \sqrt{S_\delta^2 - S_0^2}$	Среднее квадратичное отклонение относительного износа	
7	$\delta_{cp'} = \delta_{cp} + U_d \frac{S_d}{\sqrt{N-2}}$	Верхнее интервальное значение среднего относительного износа	U_d - квантиль средне квадратичного отклонения S_d
8	$S_{d'} = S_d \left(1 + \frac{U_d}{\sqrt{2N-8}}\right)$	Верхнее интервальное значение среднеквадратического отклонения относительного износа	

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
9	$[\delta_{cp}] = \frac{1}{k} \sum_1^k \left(1 - \frac{t_R}{t_n}\right)$	Средний допустимый относительный износ	
10	$U_\beta = \frac{[\delta_{cp}] - \delta_{cp'}}{\sqrt{S_d^2 + S_0^2}}$	Квантиль функции Лапласа	По таблице 17 находим значение функции Лапласа
11	$\Gamma = \frac{\gamma}{100} \Phi \left(\frac{[\delta]_{cp} - \delta_{cp'}}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_d^2}} \right)$	Значение Г-% вероятности	Φ - табулированная функция Лапласа.
12	$Q = \frac{[\delta]_{cp} \delta_{cp'} - U_\Gamma \sqrt{S_d^2 [\delta]_{cp}^2 + S_{[\delta]}^2 (\delta_{cp'}^2 - U_\Gamma^2 S_d^2)}}{\delta_{cp'}^2 - U_\Gamma^2 S_d^2}$	Параметр Q	
13	$T = (Q - 1)\tau$	Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95%	

Все необходимые значения квантилей функции Лапласа U_β , определяемые в лабораторных или промышленных условиях и которые соответствуют вероятности β указаны в таблице 17. Если для проведения расчетов требуется определение квантиля U_q , то β изменяется на q , а в случае определения квантиля U_γ , в качестве β применяется $0,01\gamma$ и т.д.

Таблица 17 – Значения квантилей нормального распределения (функции Лапласа) [25]

β	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84
U_β	0,67	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99

β	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94
U_β	1,04	1,08	1,13	1,18	1,23	1,28	1,34	1,41	1,48	1,56
β	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,993	0,995	0,997	0,998	0,999
U_β	1,65	1,75	1,88	2,05	2,33	2,46	2,58	2,75	2,88	3,09

Примечание: для промежуточных значений β величина квантиля U_β определяется интерполированием.

2.3.11.5 Определение остаточного ресурса трубопроводов с учетом выявленных и классифицированных дефектов

2.3.11.5.1 Расчет малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин

Данный расчет проводится в случае регистрации нетрещиноподобных дефектов (задилов, вмятин, рисок и т.д.) в ходе проведения диагностики технического состояния технологических трубопроводов.

Порядок расчета малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин, а так же расчетные формулы с объяснениями их параметров представлены в сводной таблице 18.

Таблица 18 – Алгоритм действий при проведении расчета малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
1	$\sigma_{-1} = 0,4\sigma_B$	предел усталости для сталей, применяемых на нефтепроводах	σ_B - временное сопротивление металла
2	$\chi_2 = 1,2 \frac{\sigma_T}{\sigma_B} - 0,35$	показатель мягкого циклического нагружения	σ_T – предел текучести

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
3	$\sigma_{\text{кцmax}(min)} = n \frac{PD_{\text{ВН}}}{2t}$	максимальные (минимальные) кольцевые напряжения в стенке трубы без учета концентрации напряжений	<p>P – рабочее давление в трубопроводе при остановке перекачки;</p> <p>t- минимальная номинальная толщина стенки в зоне дефекта;</p> <p>$D_{\text{ВН}}$ –внутренний диаметр трубопровода;</p>
4	$\alpha_{\sigma} = 12 \sqrt{\frac{b}{p} \frac{t}{t-b}}$	коэффициент концентрации напряжений для риски	<p>b – глубина риски</p> <p>p – радиус закругления риски</p>
5	$\sigma_{\text{max}(min)} = \alpha_{\sigma} \sigma_{\text{кцmax}(min)}$	максимальные и минимальные напряжения в концентраторе (риске)	
6	С использованием графика зависимости истинных напряжений от деформаций определяются истинные деформации при максимальных и минимальных напряжениях.		
7	$e_{\alpha} = \frac{e_{\text{max}} + e_{\text{min}}}{2}$ $e_{\text{ср}} = \frac{e_{\text{max}} - e_{\text{min}}}{2}$	амплитуда деформации в вершине дефекта (e_{α}) и средняя деформация цикла ($e_{\text{ср}}$)	<p>e_{max}- истинные деформации при максимальных напряжениях.</p> <p>e_{min}- истинные деформации при минимальных напряжениях.</p>
8	$e_{\alpha}'' = \frac{e_{\alpha}}{1 - \frac{e_{\text{ср}}}{e_{\text{к}}}}$	истинная деформация в вершине дефекта с учетом асимметрии циклов нагружения	

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
9	$N = 0,501 \sqrt{\frac{\ln \frac{1}{1 - \psi_B}}{e_\alpha'' - \frac{\sigma - 1}{E}}}$	число циклов до зарождения трещины (уравнение Менсона - Коффина)	ψ_B - коэффициент равномерного сужения сечения при растяжении E – модуль упругости
10	$T = \frac{N}{N_2}$	долговечность по зарождению трещины	N_2 - число циклов нагружения за 1 год

2.3.11.5.2 Расчет остаточного ресурса с учетом характеристик трещиностойкости

Данный расчет проводится для оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов в случае регистрации дефектов, в ходе диагностики объекта, характеризующимися острыми трещиноподобными формами.

Определение остаточного ресурса проводится согласно характеристикам статической трещиностойкости в ходе статического нагружения, которое оценивается согласно ГОСТ 25506-85 и ГОСТ 1497-84.

Порядок расчета остаточного ресурса с учетом характеристик трещиностойкости, а так же расчетные формулы с объяснениями их параметров представлены в сводной таблице 19.

Таблица 19 - Порядок расчета остаточного ресурса с учетом характеристик трещиностойкости

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
1	$\psi_B = \frac{F - F_B}{F};$ $m = -\ln(1 - \psi_B);$ $n = 1 + m;$	параметры малоцикловой трещиностойкости по данным механических	ψ_B - коэффициент равномерного сужения сечения при растяжении; ψ_k - коэффициент

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
	$\varepsilon_{i_{кр}} = \frac{\ln(1+\psi_k)}{\varepsilon_{0,2}};$ $C = \frac{1}{2\pi\varepsilon_{i_{кр}}^n}.$	испытаний на одноосное растяжение	относительного сужения при разрыве; <i>F</i> - исходная рабочая площадь сечения образца; <i>F_B</i> - площадь сечения образца в зоне равномерного сужения; <i>ε_{0,2}</i> =0,002 - относительная остаточная деформация, равная 0,2%.
2	$\sigma_c = \frac{P_c}{bt}$	разрушающее напряжение по максимальной разрушающей силе <i>P_c</i> для образца с трещиной	<i>b</i> -ширина образца; <i>t</i> - толщина образца "брутто".
3	$\alpha_{ТР}^{(0,5)} = \frac{2\sigma_c}{\sigma_{вр}}$	степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце при относительной глубине трещины, равной <i>η</i> = <i>h/t</i> = 0,5	<i>σ_{вр}</i> - временное сопротивление растяжению.
4	$I_c^{(0,5)} = 5\sigma_c\sqrt{h}$	предел трещиностойкости для относительной глубину равной <i>η</i> = 0,5	<i>h</i> - полная глубина трещины на образце.
5	$\sigma_{вр} = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_{0,2}}{\varepsilon_{0,2}^m} \left(\frac{m}{\sqrt{3}}\right)^m$	разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учетом характеристик циклической трещиностойкости	
6	Допускаемая глубина трещины определяется по максимальному усредненному давлению из совместного решения двух функций		

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
7	$K_I = \frac{I_c}{m_I}$	коэффициент интенсивности напряжений при максимальном усредненном давлении	I_c - предел трещиностойкости для допустимой глубины трещины, МПа; m_I - коэффициент запаса по пределу трещиностойкости.
8	$K_I = \sigma_p \sqrt{h} Y(\eta)$	Коэффициент интенсивности напряжений	$Y(\eta)$ - полином, зависящий от текущего значения относительной глубины трещины η .
9	$I_c = 0,4 I_c^{(0,5)} \frac{\alpha_{TR}}{\alpha_{TR}^{(0,5)}} (1 - \eta) Y(\eta)$	Предел трещиностойкости	α_{TR} - степень разрушающих напряжений при текущем значении.
10	$T_э = \frac{N_{TR}}{N_p}$	Остаточный ресурс	N_p - расчетное число циклов перепада рабочего давления за 1 год; N_{TR} - долговечность труб при циклическом нагружении (в числах циклов).

2.3.11.6 Расчет остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов

Данный расчет применяется в случае, когда исполнитель обладает не полным объемом данных об износе элементов технологического трубопровода, предоставленных заказчиком работ. Но в то же время экспертная организация обладает данными по отказам и достоверной информацией о значении общего износа на момент проведения диагностики технического состояния технологических трубопроводов.

Порядок расчета остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов, а так же расчетные формулы с объяснениями их параметров представлены в сводной таблице 20.

Таблица 20 - Порядок расчета остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов

№	Формула	Смысл формулы	Значение параметров
1	$\Delta_{cp} = V_{cp} \tau_d$	Величина общего износа	V_{cp} – средняя скорость износа τ_d – наработка к моменту диагностирования
2	$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n}$	Условие прочности трубопровода	
3	$P(\tau_d) = 1 - \alpha$	Точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования	α – доля отказавших элементов на момент диагностирования
4	$\alpha = \frac{r + 1}{z}$	число отказавших элементов на момент диагностирования	r – число отказавших элементов; z – полное число элементов в трубопроводе
5	$z = \frac{L}{\lambda}$	полное число элементов в трубопроводе	L – длина трубопровода в метрах; λ – среднее расстояние между элементами.
6	$P(\tau_d) = \Phi\left(\frac{[\delta] \alpha_{cp} \tau_d}{S_a \tau_d}\right)$	вероятности безотказной работы на момент диагностирования	Φ - табулированная функция Лапласа.

7	$\tau_{\text{ост}} = \tau_d \frac{[\delta] - \delta_{\text{ср}}}{\frac{[\delta]}{\frac{U_{1-\alpha}}{U_{y(1-\alpha)}} - 1} + \delta_{\text{ср}}}$ $\delta_{\text{ср}} = \alpha_{\text{ср}} \tau_d = \frac{V_{\text{ср}}}{t_n} \tau_d$	Выражение для расчета остаточного ресурса	
---	---	---	--

Стоит иметь в виду, что данный расчет не содержит понятия доверительной вероятности, так как в ходе проведения расчета применяется априорная величина скорости износа.

Данный метод расчета остаточного ресурса технологического трубопровода может быть использован лишь для примерных оценок, в случае отсутствия данных по измерениям толщин стенки элементов технологического трубопровода, но согласно паспорту промышленного объекта возможно определить достоверные данные о авариях и инцидентах. Так же в данном расчете учитываются лишь отказы, связанные с износом технологического трубопровода и возникновением течи. Для проведения расчета необходимо обладать информацией о скорости общей коррозии трубопровода и число элементов технологического трубопровода должно соответствовать требованиям, предъявленным согласно РД 50-690-89.

К главному достоинству данного метода расчета остаточного ресурса технологических трубопроводов относится то, что разброс значений параметров износа рассчитывается согласно относительному числу отказов. Эти отказы не обладают физической природой происхождения, в следствии этого данный метод возможно применить и для других типов разрушения.

2.3.12 Проведение анализа результатов экспертизы промышленной безопасности

Согласно анализу эксплуатационно-технической документации, которую предоставляет заказчик экспертизы; расчета технологических трубопроводов на прочностные характеристики и оценки его остаточного ресурса, учитывая условия их эксплуатации; режимов работы и нагрузок на

					Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

трубопровод, а так же степени износа его конструкции оценивается техническое состояние трубопровода в целом или конкретных его участков и результаты гидравлических испытаний технологических трубопроводов на плотность и прочность.

Данный анализ технологических трубопроводов по исходным данным проводят с целью определить фактическое состояние и сделать вывод о его соответствии требованиям, которые предусмотрены проектной и нормативной документацией.

При проведении аттестации технологических трубопроводов анализируют следующие исходные данные:

- раскладка труб по толщине стенки, маркам стали и типу труб;
- сертификатам трубных сталей и механическим характеристикам материалов труб;

После чего делается вывод о возможности безопасной эксплуатации трубопровода в дальнейшем, а так же сроки и условия эксплуатации.

Согласно техническому состоянию трубопровода и, учитывая требования проектных и нормативных документов, производят продление эксплуатации диагностируемого трубопровода на срок возможного достижения им предельного состояния или поэтапное продление срока эксплуатации согласно пределам остаточного ресурса технологического трубопровода.

2.4. Составление и выдача заключения по результатам экспертизы промышленной безопасности

Принятие решения о выдаче заключения экспертизы ПБ принимают после анализа документов, которые получают в результате самой экспертизы, а также в результате исследования технического состояния обследуемого объекта и проведения требуемых испытаний, учитывая результаты полевых работ [27]

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

В результате решение эксперта, ответственного за проведение экспертизы ПБ, может иметь один из следующих заключений о том, соответствует ли объект требованиям ПБ:

1. объект экспертизы соответствует требованиям промышленной безопасности;
2. объект экспертизы не в полной мере соответствует требованиям промышленной безопасности и может быть применен при условии внесения соответствующих изменений в документацию или выполнения соответствующих мероприятий в отношении технологического трубопровода (в заключении указываются изменения, после внесения которых документация будет соответствовать требованиям промышленной безопасности, либо мероприятия, после проведения которых технологический трубопровод будут соответствовать требованиям промышленной безопасности);
3. объект экспертизы не соответствует требованиям промышленной безопасности.

Если в ходе обследования полученные данные препятствуют положительному заключению эксперта, то Заказчику необходимо разработать план мероприятий для того, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию объекта на срок продления эксплуатации, который относится к приложениям заключения экспертизы ПБ.

За выполнение мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации на срок ее продления отвечает организация, которая в настоящее время эксплуатирует данный опасный объект производства.

Если в ходе технической диагностики устанавливается, что техническое состояние объекта, который подлежит экспертизе, относится к состоянию опасному для последующей эксплуатации, то экспертная организация оповещает заказчика об этом и предоставляет информацию о состоянии объекта в территориальный орган исполнительной власти,

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		110

который имеет право проведения контроля и надзора в сфере промышленной безопасности Российской Федерации, и который ранее зарегистрировал данный опасный объект производства с дефектными техническими устройствами.

Если же в ходе обследования полученные данные не препятствуют положительному заключению экспертизы для определения возможности продлить срок дальнейшей безопасной эксплуатации технологического трубопровода, то экспертная организация делает заключение согласно с Федеральными нормами и правилами в сфере ПБ «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», в котором и содержится данное заключение о продлении срока дальнейшей безопасной эксплуатации объекта или групп объектов с учетом дальнейших условий безопасной эксплуатации.

Заказчику предоставляется электронная копия заключения экспертизы. После чего заказчик производит собственную проверку представленных ему заключений на соответствие и полноту выполненных работ нормативно-технической документации в течении пяти рабочих дней. Если Заказчиком обнаруживаются нарушения требований технической документации, то экспертной организации направляется письменная жалоба с выводами и с ссылкой на нормативно-техническую документацию. Все замечания проходят процесс совместного обсуждения и обе стороны по обоюдному согласию вносят коррективы в заключения экспертизы промышленной безопасности для завершения процесса самой экспертизы.

Если замечания к заключениям экспертизы отсутствуют, то данный проект вносят в Реестр территориального органа Ростехнадзора. После чего руководитель экспертной организации и эксперт, проводивший данную экспертизу, подписывает данное заключение и заверяет его печатью. В дальнейшем, заключение экспертизы промышленной безопасности подшивается (указывается количество листов заключения) и направляется в «АК «Транснефть»».

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

Вывод по главе 2

Изучена программа экспертизы ПБ, проведен анализ методов неразрушающего контроля, применяемых для оценки технического состояния технологических трубопроводов. Составлен алгоритм диагностирования дефектов, с совместным использованием двух приборов. Данная технология контроля технологических трубопроводов осуществляется согласно требованиям нормативной и технической документации, и способствует определению критериев отбраковки образцов по результатам диагностики, а также оценивает их общее техническое состояние и остаточный ресурс.

Данная программа сочетает в себе традиционные и инновационные методы контроля. Применение данных методов диагностики возможно не только в сочетании друг с другом, но и в отдельности. Однако для обеспечения более качественного и точного обследования трубопроводов, данные методы должны сочетаться с традиционными методами, которые зарекомендовали себя временем.

Исследована методика расчета остаточного ресурса, а так же величины скорости потери толщины стенки трубопровода от коррозии до значений 20 % от проекта.

					<i>Методы диагностики технического состояния технологических трубопроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

3. Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода

Введение

Расчет на прочность и расчет остаточного ресурса являются важным действием в процессе определения технического состояния и проведения экспертизы промышленной безопасности. На основе результатов неразрушающего контроля, расчета на прочность и оценки остаточного ресурса устанавливается техническое состояние обследуемого трубопровода, и выносятся заключение о соответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

3.1 Порядок выполнения расчета

1. Уточняются исходные данные.
2. Определяются отбраковочные толщины линейной части и запорной арматуры.
3. Определяется проверка твердости металла.
4. Производится расчет остаточного ресурса трубопровода.

3.2 Исходные данные

Для расчета на прочность и остаточного ресурса необходимы следующие сведения:

1. Технические характеристики трубопровода. (Таблица 21);

Наименование трубопровода	Ø, мм	Исполнительная толщина, мм.	Протяженность, м	Рраб, МПа	Год ввода в эксплуатацию	Температура транспортируемого продукта, С°	Марка стали, Ст.	Категория Трубопровода
Технологический нефтепровод от КППСОД км 0-65 МН «Самотлор-Александровская»	530	7	160,0	0,8	2000	40	09ГСФ	Б (а) III
	720	7	340,0					
	1220	12	500,0					

					<i>Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Фисенко В.А.</i>				Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Антропова Н.А.</i>						11313	12882
<i>Консул.</i>						ТПУ гр.2Б3А		
<i>И.О.Зав.Каф.</i>	<i>Бурков П.В.</i>							

2. Схема поведения неразрушающего контроля (приложение Б)
3. Результаты проведения визуально-измерительного контроля;
4. Результаты проведения ультразвуковой толщинометрии;
5. Результаты измерения твердости металла;
6. Результаты проведения ультразвукового контроля;

3.3 Расчет отбраковочных толщин стенок технологического трубопровода и запорной арматуры

Произведем расчеты на технологическом трубопроводе, смонтированном на НПС «Александровская», принадлежащей АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

Технические характеристики трубопровода приведены в таблице 8, технологическая схема НПС «Александровская» в приложении А.

По результатам проведения ультразвуковой диагностики производится расчет отбраковочных толщин. Расчеты трубопроводов на прочность производятся в случаях отклонений фактических толщин стенки трубопроводов от проектных.

Произведем расчет контрольного участка №1, расчет на прочность проводится на основании ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений».

Отбраковочная толщина стенок трубы определяется по формуле 4 или 5. Поскольку для стали 09ГСФ по ТУ 14-106-548-99 $R_1^H = 509$ МПа, $R_2^H = 353$ МПа, следовательно,

$$\frac{R^H \cdot m_3}{R^H \cdot m_2} = \frac{353 \cdot 1}{509 \cdot 0,75} = 0,92 \geq 0,75, \quad (8)$$

Рассчитанное значение превышает 0,75, то расчет ведем по формуле 2:

$$tomб = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,530}{2 \cdot (244,32 + 1,2 \cdot 0,8)} = 0,0010 \text{ м} = 1,0 \text{ мм.}$$

Где $R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 509 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 244,32$ МПа;

Согласно таблице 6 наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода равно 4,0 мм

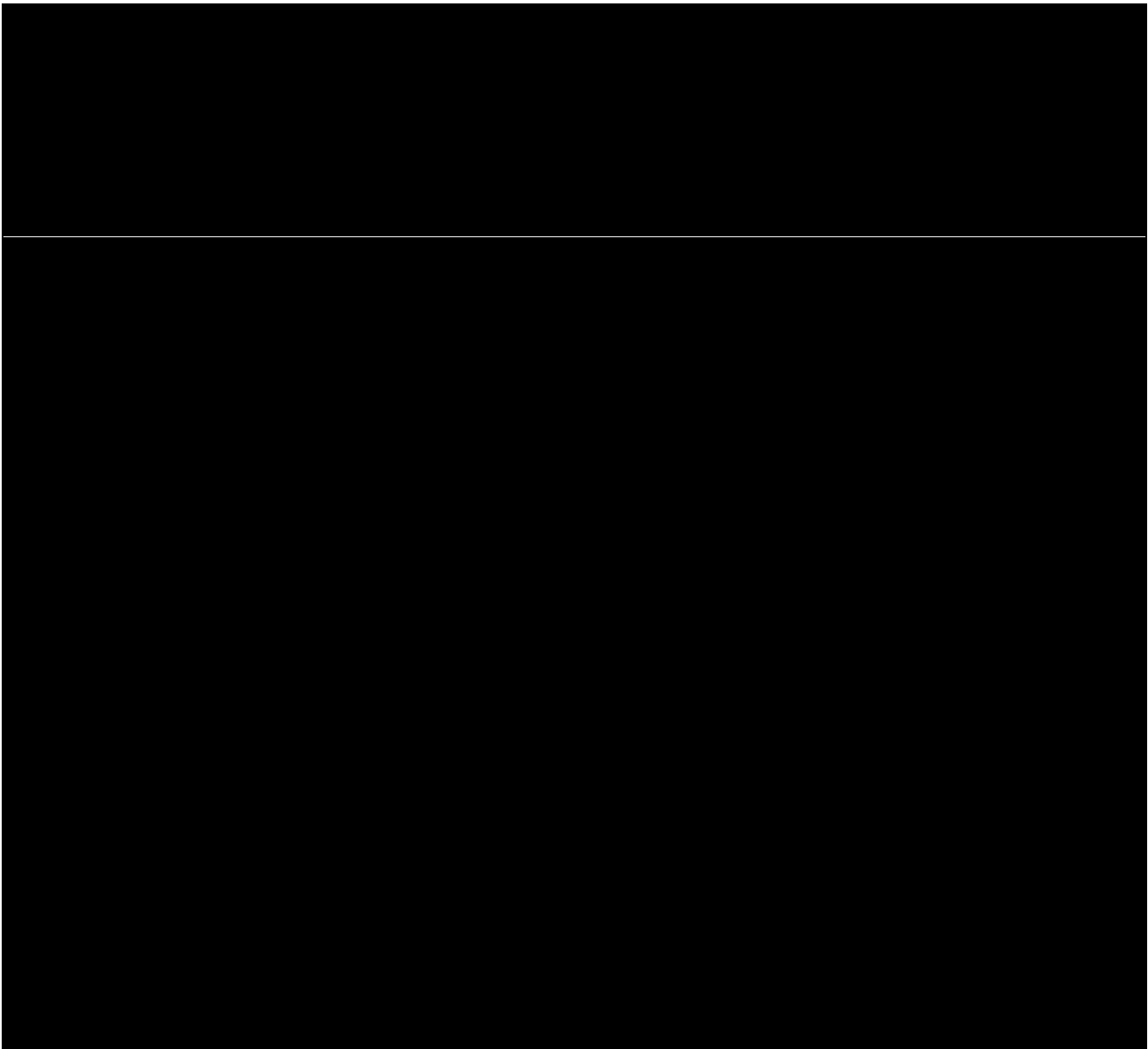
					Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При проведении расчета за отбраковочную толщину принимается значение, являющееся большим при сравнении расчетной отбраковочной толщины и табличного значения.

По аналогии рассчитываются все остальные участки, результаты расчетов сведены в таблицу. (Таблица 22)

Таблица 22

					<i>Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115



Расчет на прочность запорной арматуры проводился по формуле 6

$$t_{отбр} = \frac{3,8 \cdot D \cdot P}{2 \cdot [\sigma]} = \frac{3,8 \cdot 0,5 \cdot 16}{2 \cdot 34} = 0,0045 \text{ м} = 4,5 \text{ мм}$$

Предельная отбраковочная толщина стенки согласно таблице 7 равна 7 мм.

При проведении расчета за отбраковочную толщину принимается значение, являющееся большим при сравнении расчетной отбраковочной толщины и табличного значения. Сведем расчеты на прочность запорной арматуры в таблицу 23.

					Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

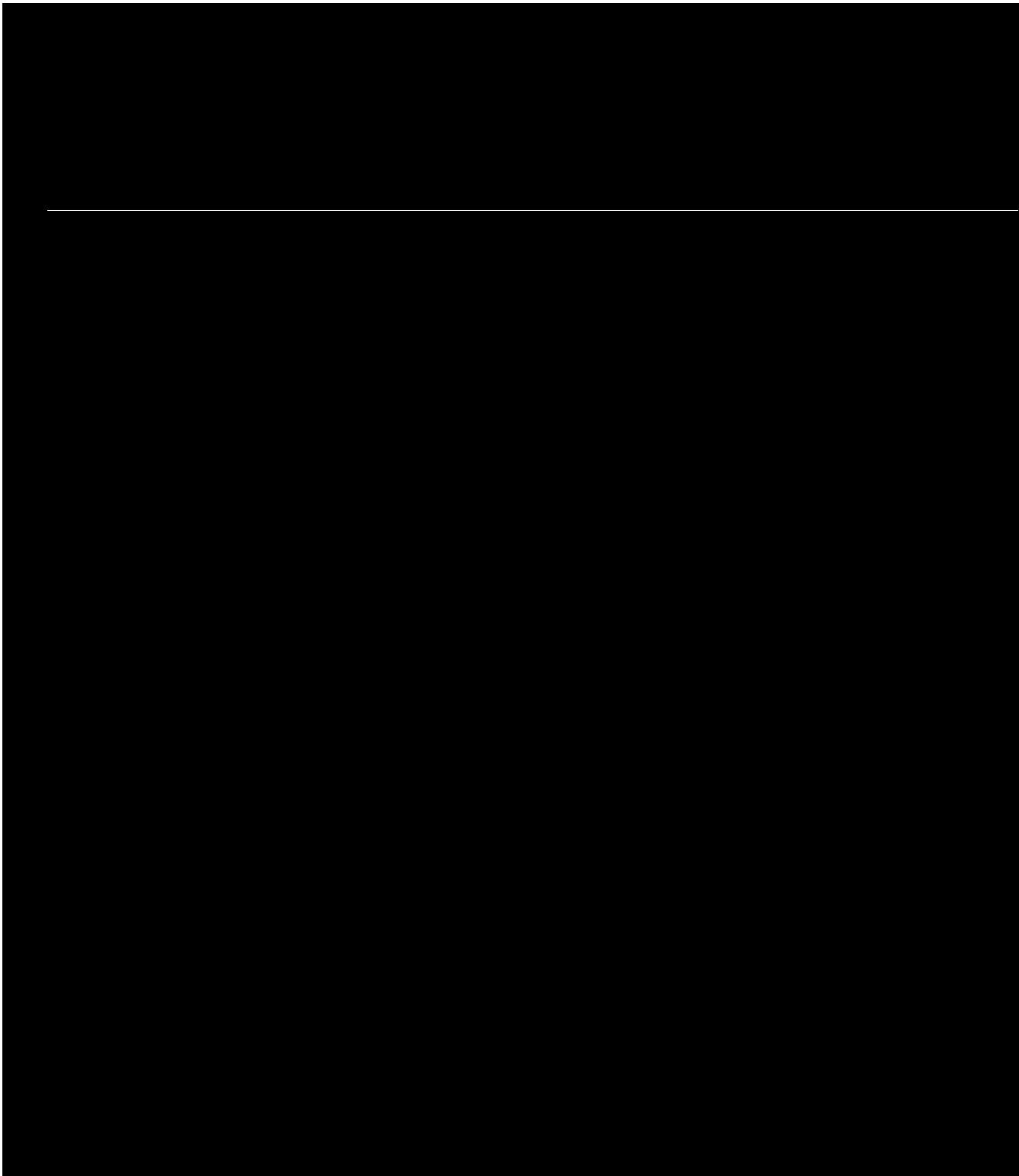
Таблица 23

3.4 Оценка твердости металла технологического трубопровода

Согласно результатам измерения твердости металла (таблица 24) устанавливается, находится их фактическое значение твердости в пределах соответствующих интервалу допустимых значений для данных материалов согласно п.5.14 СО 153-34.17.464-2003 «Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий» [16].

Таблица 24

--	--	--	--	--



3.5 Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода

По окончании расчета на прочность и проверки твердости металла, производится расчет остаточного ресурса технологического трубопровода линейной части и запорной арматуры, по результатам которых устанавливается его дальнейший срок службы.

					<i>Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

Расчет остаточного ресурса трубопроводов проводится по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» [25].

Произведем расчет первого контрольного участка.

Остаточный ресурс технологического трубопровода и запорной арматуры рассчитывается по формуле 2 и 7.

$$V_{cp} = \frac{tn - t_{min}}{T_{экспл}} = \frac{7,0 - 5,1}{16} = 0,119 \frac{мм}{год}, \text{ тогда}$$

$$T_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отбр}}{V_{cp}} = \frac{5,9 - 4,0}{0,119} = 9,24 \text{ года.}$$

Дальнейшие результаты расчета записаны в сводные таблицы, Приложение В, таблицы 1,2.

Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода производится для определения наработки трубопровода от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние. В качестве предельного состояния может быть принято разрушение как технологического трубопровода в целом, так и определенного числа его элементов при условии, что их ремонт из-за его повторяемости опасен для окружающей среды или экономически нецелесообразен.

На основе анализов технической и эксплуатационной документации, результатов неразрушающего контроля на контрольных участках технологического трубопровода, расчета на прочность и оценке остаточного ресурса устанавливается состояние обследованного технологического трубопровода, соответствие его требованиям промышленной безопасности и пригодность для дальнейшей эксплуатации согласно паспортным характеристикам.

Вывод по главе 3

Осуществлен расчет остаточного ресурса и скорость потери толщины стенки от коррозии технологического трубопровода на НПС «Александровская».

На основании результатов контроля, проведенных расчетов и нормативно-технической документации указан остаточный (назначенный) ресурс, который составил 4 года, так как он имеет участки с остаточным ресурсом меньше 8 лет. Следовательно, следующую очередную диагностику следует проводить по истечению 4 лет.

					<i>Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Фисенко Владиславу Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений.</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет затрат на диагностику технического состояния технологических трубопроводов</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Анализ состава и структуры затрат на диагностику технического состояния технологических трубопроводов</i>

Перечень графического материала

1. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
2. <i>Графики динамики и сравнения показателей</i>
3. <i>Структура затрат</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		15.05.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Фисенко Владислав Александрович		

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

4.1.1 Потенциальные потребители

Определение технического состояния трубопроводов за все время использования данного инженерного оборудования было одним из важных действий в процессе эксплуатации опасных производственных объектов. Диагностика трубопроводов позволяет на ранней стадии выявить опасные явления такие, как дефекты, разного рода коррозии и предотвратить аварии еще на стадии ее зарождения. Таким образом, своевременное определение технического состояния позволяет избежать загрязнения окружающей среды, предотвратить ненужные жертвы и сэкономить время и деньги, потраченные на полный ремонт или восстановление аварийного участка трубопровода.

Несомненным преимуществом данной программы диагностики технологических трубопроводов является совокупность применение инновационных и традиционных методов с целью точного определения технического состояния. Рынок может быть представлен, как индустриальными гигантами, такими как Роснефть, Сибур, так и компаниями не связанными с работой на опасных производственных объектах, но желающими работать с аварийно безопасным оборудованием. Однако целевой рынок в основном будет представлен, компаниями занимающимися работой в нефтегазовой сфере: добычей, транспортировкой, переработкой газа, нефти и нефтепродуктов. Так же данная программа будет интересна компаниям, занимающимся в сфере промышленной безопасности и предлагающим услуги по экспертизе на опасных производственных объектах.

4.1.2 Swot- анализ

SWOT анализ – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (таблица 25).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»</i>		
Разраб.		Фисенко В.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				12222	12882
Консул.		Романюк В.Б.			ТПУ гр.2Б3А		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.					

Таблица 25 - SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1.Экономичность и энергоэффективность.</p> <p>С2. Обнаружение дефектов в труднодоступных зонах и на больших расстояниях</p> <p>С3. Точность локализации дефектов.</p> <p>С4. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1.Стоимость оборудования.</p> <p>Сл2.Недостаток квалификации кадров.</p> <p>Сл3. Ускоренное развитие технологий и оборудования.</p> <p>Сл4. Требование к наличию нормативных документов</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Работа с конкретными участками трубопровода.</p> <p>В2. Обнаружение на ранней стадии дефектов.</p> <p>В3. Появления дополнительного спроса на новый продукт научных исследований.</p> <p>В4. Ремонт конкретного участка, вместо реконструкции всего трубопровода.</p>	<p>1. Исследование новых методов для определения технического состояния</p> <p>2. Снижение затрат на оборудование и материалы.</p> <p>3. Повышение надежности обследуемых трубопроводов.</p> <p>4. Создание новых программ диагностики</p>	<p>1. Приобретение сертифицированного оборудования</p> <p>2. Поиск источника финансирования.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Несовершенство метода для других видов трубопроводов.</p> <p>У2. Создание новых технологий, сочетающих в себе данные методы.</p> <p>У3. Низкий спрос на новые методы.</p> <p>У4. Необходимость следить за исправностью оборудования</p>	<p>1. Отслеживание изменения в Российском законодательстве</p> <p>2. Создание новых систем диагностирования</p>	<p>1 Регулярное повышение квалификации персонала</p> <p>2 Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта</p>

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Оценка готовности проекта к коммерциализации

Одним из главных этапов подготовки проекта является оценка степени ее готовности к коммерциализации. Для упрощения оценки и выявления уровня собственных знаний создана специальная форма, содержащая показатели степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенции разработчика научного проекта.

Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 26.

Таблица 26 - Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	3
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	4
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	3
Проработан механизм реализации научного проекта	4	3

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
ИТОГО БАЛЛОВ	41	45

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта и знания уровня имеющихся знаний у разработчика составило 41 и 45 баллов, что говорит о средне перспективной разработке.

4.2.2 Инициация проекта

Данный этап работы нацелен для лучшего представления целей проекта, так же производится конкретизации информации о возможных заинтересованных сторонах проекта, а так же для определения целей данной работы (таблицы 27-28).

Таблица 27 - Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
АО «Транснефть-Центральная Сибирь»	Проект по концепции определения технического состояния технологических трубопроводов

Таблица 28 - Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Разработка метода диагностики технологических трубопроводов
Ожидаемые результаты проекта:	Быстрое и точное определения состояния трубопровода и локализация дефектов
Критерии приемки результата проекта:	Соответствие стандарту

4.2.3 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта (таблица 29).

Таблица 29 - Календарный план проекта

Код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление Технического задания	3	28.06.16	30.06.16	Инженер РНУ «Стрежевой» НПС «Александровская»
2	Анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации и составление программы диагностики	5	01.07.16	05.07.16	Инженер экспертной организации
3	Определение мест и количества контрольных участков	2	06.07.16	07.07.16	Инженер экспертной организации
4	Подготовка контрольных участков к диагностике	5	08.07.16	12.07.16	Бригада ЛАЭС «Стрежевой» 5 чел+1 руководитель
5	Проведение визуально-измерительного контроля	2	13.07.16	14.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель
6	Проведение ультразвукового контроля (УЗК)	2	15.07.16	16.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель
7	Проведение ультразвуковой толщинометрии (УЗТ)	2	17.07.16	18.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель

Код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
8	Проведение ультразвуковой дефектоскопии (УЗД) сварных швов	2	19.07.16	20.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель
9	Проведение оценки механических свойств металла трубопроводов	1	21.07.16	21.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель
10	Проведение вихретокового контроля системами PS-2000, Falcon, P 150EM и др.	2	22.07.16	23.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель
11	Проведения дополнительного проверочного контроля «традиционными» методами.	4	24.07.16	27.07.16	Бригада специалистов экспертной организации 5 чел+1 руководитель
12	Оценка остаточного ресурса технологических трубопроводов	3	28.07.16	30.07.16	Инженер экспертной организации
13	Оформление и выдача результатов экспертизы ПБ	5	31.07.16	4.08.16	Инженер экспертной организации
Итого:		38			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (таблица 30).

Таблица 30 - Линейный календарный график проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Продолжительность проведения работ												
		Июнь			Июль			Август						
		1	2	3	1	2	3	1	2	3				
подготовительные	10				■									
полевые	20					■	■	■						
камеральные	8								■					

4.2.4 Бюджет научно-технического исследования

При экспертизе промышленной безопасности возникают финансовые затраты. Целью данного раздела является определение основных категорий затрат. При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения.

В таблицах 31 – 38 представлены отдельные статьи затрат. В таблице 39 представлена общая смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы.

Таблица 31 - Затраты на спецоборудование, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
1	Комплект для визуального контроля	шт.	1	9900,00	9 900,00
2	Ультразвуковой толщиномер Panametrics 37DL Plus	шт.	1	44309,00	44 309,00
3	Оценка механических свойств металла трубопроводов твердомерами типа ТЭМП-3	шт.	1	29205,00	29 205,00
4	Акустико-эмиссионная система «Малахит АС-15А»	шт.	1	25344,00	25 344,00
ИТОГО:					108 758,00

Таблица 32 – Затраты на материалы и комплектующие, руб.

№ п/п	Наименование материалов и комплектующих	Единица измерения	Количество	Цена	Сумма
	<i>Материалы</i>				
1	Комплектующие и запчасти	шт.	5	25000,00	125 000,00
2	Прочее	шт.	1	10000,00	10 000,00
ИТОГО:					135 000,00

Таблица 33 – Затраты на оплату труда, руб.

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2016 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
1	руководитель	1	3 770,00	3 770,00	20,00	75 400,00
2	инженер	1	2 820,00	2 820,00	16,00	45 120,00
3	линейные трубопроводчики	3	1 450,00	4 350,00	20,00	87 000,00
4	сварщик	1	1 650,00	1 650,00	20,00	33 000,00
5	подсобный рабочий	1	1 200,00	1 200,00	20,00	24 000,00
ИТОГО						264 520,00

Изм.
Лист
№ докум.
Подл.
Дата

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лист
1292
0

Таблица 34 – Затраты на страховые взносы в фонд социального страхования на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

Заработная плата	% (согласно уведомлению Фонда Социального Страхования)	Сумма
264 520,00	0,2	529,00

Таблица 35 – Затраты на амортизацию основных средств, руб.

№ п/п	Наименование основных средств	Количество	Балансовая стоимость единицы, руб.	Норма амортизационных отчислений, %	Время полезного использования в разработке % по 2016 году	Амортизация, руб.
2016						
1	Системы экспресс диагностики Wavemaker G4	1	6 214 244,00	10,00	10,00	62 142,44
2	Ультразвуковая измерительная установка «Сканер» серии «Скаруч»	1	464 679,00	25,00	10,00	11 616,98
3	Вихретоковый контроль системой Ps-2000 «TesTex»	2	198 659,00	25,00	10,00	9 932,95
4	Сканер	4	6 000,00	25,00	10,00	600,00
ИТОГО						84 292,37

Таблица 36 – Затраты на накладные расходы, руб.

№ п/п	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объем затрат, руб.	% накладных расходов	Сумма накладных расходов
Всего прямых расходов		662 626,37	10,00	66 262,64
1	Спецоборудование	108 758,00	10,00	10 875,80
2	Материалы и комплектующие	135 000,00	10,00	13 500,00
3	Оплата труда	264 520,00	10,00	26 452,00
4	Начисления на оплату труда	70 056,00	10,00	7 005,60
5	Амортизация основных средств	84 292,37	10,00	8 429,24

Таблица 37 – Затраты на командировки и служебные разъезды, руб.

№ п/п	Пункт назначения	Количество командировок	Количество человек	Срок, дни	Проезд (туда-обратно), руб.	Суточные, руб./сут.	Гостиница, руб./сут.	Суточные, руб./сут.
1	г. Москва	1	1	5	25000	700	3500	42 500,00
ИТОГО:								42 500,00

Изм.
Лист
№ докум.
Подл.
Дата

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Лист
1313
1

Таблица 38 - Затраты на прочие расходы, руб.

№ п/п	Виды оплаты	Норматив, тариф руб/время, кв м. в мес.	кол-во сотрудников непосредственно пользующихся в рамках данной работы услугами связи.	Время полезного использования в разработке, мес.	Сумма оплат, руб.
1.	Транспортные услуги	0	0	0,00	0
2	Услуги связи.	13,27	7	0,13	12,08
3	Коммунальные услуги 2012гг.	тариф, руб/кв.м в месяц	кол-во используемой площади согласно СНиП (на 1 чел 6 м2)	время использования в рамках данной работы, мес.	2 436,56
3.1	Электроэнергия	1,06	44,52	0,93	41,40
3.2	Теплоснабжение	21,95	921,90	0,93	857,37
3.3	Канализация	16,06	674,52	0,93	627,30
3.4	Водоснабжение	23,31	979,02	0,93	910,49

Изм. Лист № докум. Подл. Дата
 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
 Лист 1323

Таблица 39 - Смета затрат на выполнение проектно-изыскательской работы

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Этапы выполнения работ		
			1	2	3
1	Оплата работ, выполняемых соисполнителями	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Спецоборудование	108 758,00	27 189,50	27 189,50	54 379,00
3	Материалы и комплектующие	135 000,00	33 750,00	33 750,00	67 500,00
4	Оплата труда	264 520,00	66 130,00	66 130,00	132 260,00
5	Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды	70 056,00	17 514,00	17 514,00	35 028,00
6	Амортизация основных средств	84 292,37	21 073,09	21 073,09	42 146,19
7	Накладные расходы	66 262,64	16 565,66	16 565,66	33 131,32
8	Командировки и служебные разъезды	42 500,00	10 625,00	10 625,00	21 250,00
9	Прочие расходы, в т.ч.:	2 448,64	612,16	612,16	1 224,32
9.1	Оплата транспортных услуг	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2	Оплата услуг связи	12,08	3,02	3,02	6,04
9.3	Коммунальные услуги	2 436,56	609,14	609,14	1 218,28
10	Итого собственных затрат	773 837,65	193 459,41	193 459,41	386 918,83

Изм.
Лист
№ докум.
Подл.
Дата

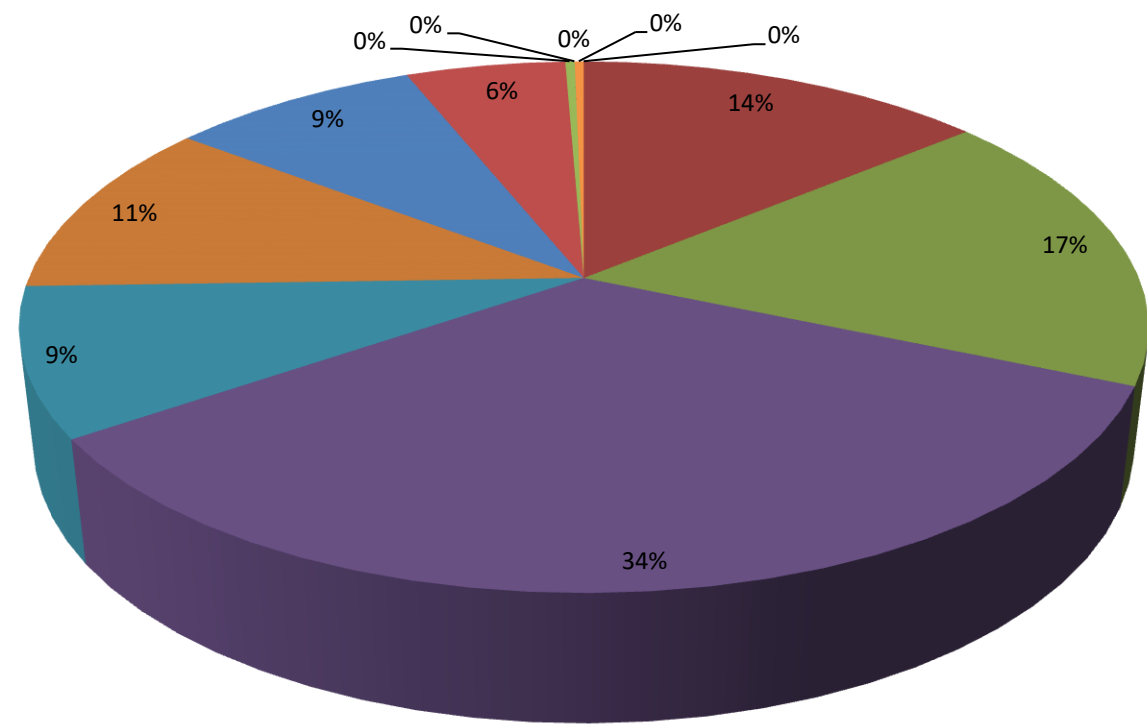
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подл.	
Дата	

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Структура затрат

- Оплата работ, выполняемых соисполнителями
- Спецоборудование
- Материалы и комплектующие
- Оплата труда
- Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды
- Амортизация основных средств
- Накладные расходы
- Командировки и служебные разъезды
- Прочие расходы, в т.ч.:
- Оплата транспортных услуг
- Оплата услуг связи
- Коммунальные услуги



4.3 Экономическая эффективность проектно-исследовательских работ

Рентабельность данной проектно-исследовательской работы заключается в том, что проведение экспертизы промышленной безопасности позволяет значительно уменьшить затраты на ремонтно-восстановительные работы по капитальной замене технологических нефтепроводов. Так как без проведения диагностики технического состояния технологического трубопровода, руководствуясь только технической документацией на объект и заявленными сроками службы, невозможно оценить его фактическое состояние. К тому же полная замена участка нефтепровода несет за собой огромные материальные затраты. По статистическим данным ориентировочная стоимость капитальной замены 1 километра нефтепровода варьируется от 32 до 45 млн. рублей (в зависимости от подрядной организации).

Диагностика позволяет определить наиболее уязвимые участки трубопровода и определяет его реальное техническое состояние и срок дальнейшей безопасной эксплуатации. Что влечет за собой лишь частичную замену дефектного участка или устранение небольших дефектов. И обладает относительно небольшой стоимостью (согласно смете затрат 1154706 рублей).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		135

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Фисенко Владиславу Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом данного исследования являются технологические трубопроводы.</p> <p>Технологические трубопроводы предназначены для транспортировки веществ, необходимых для производства технологических процессов и эксплуатации различного оборудования (сырье, отходы производства, промежуточные и конечные продукты, полуфабрикаты и т.д.).</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; 	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Проанализировать:</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико – химическая природа вредности, его связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с
---	---

<p>- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</p> <p>- предлагаемые средства защиты;</p> <p>- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</p> <p>- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита - источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - 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>2. Экологическая безопасность:</p> <p>Проанализировать:</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>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень 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 её последствий. 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
<p>4. 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>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>Проанализировать:</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.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Фисенко Владислав Александрович		

5. Социальная ответственность

Введение

Сведения о требованиях к безопасности и гигиене труда, к охране окружающей среды, промышленной безопасности, ресурсосбережению, а так же представление о понятии «Социальная ответственность» изложено в стандарте ГОСТ Р ИСО 2600 «Руководство по социальной ответственности». Согласно данному госту социальная ответственность – это ответственность организации за воздействие ее решений и деятельность на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение.

Трубопровод является сооружением повышенной опасности и согласно приложению к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам. Данный, а так же социальный и экологический фактор предлагают организации проводящие обслуживание данных видов инженерного сооружения быть ответственной за результаты своих решения и за проводимую деятельность на общество и окружающую среду.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [57] факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. То есть, он может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья и смерти.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»</i>		
Разраб.		Фисенко В.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Антропова Н.А.				13939	4482
Консул.		Грязнова Е.Н.			Социальная ответственность ТПУ гр.2Б3А		
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.					

Вредный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

- интенсивность;
- длительность;
- тяжесть;
- напряженность;

Неблагоприятные условия труда, которые могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту инфекционных заболеваний, привести к нарушению здоровья потомства.

По природе опасные и вредные производственные факторы подразделяют на следующие группы:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические;

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни и здоровья работников. Данные свод установленных правил носит название Охрана труда. И регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность.

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

Факторы характерные для производства данных работ приведены в таблице 40 и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [37].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						140
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 40 - Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке технического состояния линейной части технологического трубопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [37]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Подготовка трубопровода к диагностированию; 2) Обследование трубопровода системой экспресс-диагностики Wavemaker или TTF+; 3) Обследование трубопровода вихретоковыми системами; 4) Проведение ультразвукового контроля (УЗК) сварных швов; 5) Измерения толщины запорной арматуры; 6) Измерение твердости металла по шкале Бринелля;	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 3. Физические и нервно-психические перегрузки; 4. Повреждения в результате контакта с животным, насекомыми.	1. Электрический ток; 2. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 3. Пожаро-взрывоопасность; 4. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88 [35] ГОСТ 12.1.007-76 [36] ГОСТ 12.1.019-79 [45] ГОСТ 12.1.030-81 [32] ГОСТ 12.4.026-76 [58] ГОСТ 12.2.003-91 [33] ППБ 01-03 [59]

Вредные производственные факторы

1. Отклонение показателей микроклимата.

Наиболее распространенным вредным фактором является отклонение показателей микроклимата. Важно учитывать особенности территории региона, на которой расположены объекты диагностики, поскольку основные работы производятся на открытых площадках. Территория производства работ в теплый период, который составляет порядка 100-110 дней, имеет среднюю температуру около 16,5°C, а в холодный период, с продолжительностью до 210 дней, средняя температура воздуха составляет - 23°C. Так же характерна высокая влажность 73% с годовым количеством

осадков в пределах от 448 до 669 мм. Средняя скорость ветра составляет 3,1 м/с.

Климатические условия и условия при непосредственном производстве работ влияют на свойство организма поддерживать тепловой баланс. При понижении температуры происходит ограничение теплоотдачи организмом, что снижает кровоток в кожных покровах и уменьшает влажность кожи. При повышении температуры происходят обратные процессы. Таким образом, тепло- и влаговыделение, а так же скорость воздуха влияют на терморегуляцию организма, что способствует неблагоприятному воздействию на работающего и тем самым снижению производительности. При повышенных температурах ограничение теплоотдачи может привести к перегреву или при сильном перегревании к тепловому удару. Длительная и интенсивная работа на открытом воздухе может явиться причиной солнечного удара [30].

Для обеспечения безопасной работы созданы санитарные нормы (СанПиН 2.2.4.548-96 [30]), которые определяют допустимые и оптимальные микроклиматические условия. При несоблюдении данных условий работы считаются вредными или опасными. Так же, в обязательном порядке, рабочие, производящие работы на открытой территории, в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены спецодеждой, снижающей неблагоприятные воздействия на рабочего в зависимости от климатического региона.

В настоящем исследовании объект относится к климатическому поясу IА «Особый» и к средствам индивидуальной защиты (СИЗ) должны устанавливаться требования (согласно ГОСТ Р 12.4.236-2011 [60]), которые соответствуют показателям надежности, устанавливаемых для данного региона Российской Федерации.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		142

обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты [41].

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 41 [40].

Таблица 41 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях[40].

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	– 40
Не более 5,0	– 35
5,1–10,0	– 25
10,0–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

Так же вероятным вредным фактором являются повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Частыми причинами запыленности и загазованности воздуха могут служить передвижение рабочего автотранспорта и работ, производимых на трубопроводе, термических, сварочных, шлифовальных и др. Главным источником запыленности является пыль. Оседая на коже, пыль забивает кожные поры, препятствуя терморегуляции организма, и может привести к дерматитам, попадая на слизистую оболочку глаз, вызывает раздражение и конъюнктивит. В редких случаях при попадании на кожу вызывает химические раздражения, возможны даже ожоги.

Причиной загазованности чаще всего является транспортируемый продукт по трубопроводу. Транспортировка токсичных продуктов является опасной для жизни и здоровья человека.

Для защиты здоровья и жизни человека осуществляется контроль загазованности. Содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны не

должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) согласно с гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 [61]. ПДК паров нефти составляет 10 мг/м³ и относиться к 3-му классу опасности.

Определение концентрации загрязнений производится путем замеров или расчетов. При превышении предельно допустимых концентраций, должны быть поставлены в известность ответственные по производству работ, прекращены проведения работ и приняты меры к ее устранению.

Для защиты от пыли применяются респираторы, фильтрующие противогазы, марлевые повязки, защитные очки и специальная одежда из пыленепроницаемой ткани [28]. При загазованности для защиты органов дыхания необходимо использовать шланговые противогазы ПШ-1, ПШ-2.

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми.

При производстве работ в теплые месяцы года появляется большая вероятность получить повреждения от насекомых, таких как комары, москиты, мошка, мухи, слепни, гнус и другие. Помимо укусов насекомые могут быть переносчиками разного рода инфекций, которые приводят к тяжелым последствиям, к примеру, энцефалитный клещ [42].

Для обеспечения безопасности жизни, работающие должны быть обеспечены спецодеждой, соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013 [44], и отпугивающими средствами, а так же проинструктированы о порядке использования этих средств.

Так же в случаях появления в зоне видимости опасных диких животных (медведи, волки, россомахи и т.д.), ответственный за проведение работ должен немедленно прекратить производимые работы и укрыться с членами бригады в безопасном месте до предотвращения опасной ситуации. Ни в коем случае нельзя контактировать с другими видами диких животных, так как они могут являться переносчиками вирусных инфекций.

К СИЗ от повреждения в результате контакта с насекомыми относятся сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники,

перчатки и другие виды одежды, которые предотвращают возможность воздействия насекомых с кожей рабочих [43].

Физические и нервно-психические перегрузки.

Данные перегрузки возникают как следствие тяжести, сложности и монотонности выполняемых работ, эмоциональных перегрузок и приводят к развитию утомления и переутомления работников, которые характеризуются согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ [37]. Для предотвращения данных перегрузок следует соблюдать трудовой кодекс РФ [61], нормы санитарно-гигиенических условий и придерживаться режима труда и отдыха (СанПиН 2.2.0.555-96 [62]) .

Опасные производственные факторы.

Электрический ток.

Опасность поражения человека электрическим током для данного объекта исследования заключается:

- в возможности контакта с оголенными проводами;
- в нарушении требований безопасности при заземлении электрооборудования;
- в отсутствие молниезащиты;
- в нарушении общих требований техники безопасности при работе с электрооборудованием.

Поражения человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через его тело, а опасность представляет повышенное значение напряжения в электрической цепи. Одним из главных факторов для достижения безопасности является заземление электрооборудования, а так же оснащение молниезащиты сооружения и здания. Важным моментом в работе с электрооборудованием является изоляция токопроводящих частей, защитное отключение, зануление, применение оградительных устройств. Правила по охране труда при использовании электроустановок изложены в Приложении к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24

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

июля 2013 г. N 328н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" [46].

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Биологическое действие электрического тока на организм человека, оказывающегося под напряжением, проявляется в судорожном сокращении различных групп мышц, в том числе мышцы, осуществляющих дыхательное движение грудной клетки и регулирующих работу сердца. Наибольшую опасность представляет нарушение сердечной деятельности вследствие возникновения фибрилляции сердца, которое характеризуется одновременным несогласованным сокращением отдельных волокон сердечной мышцы, приводящим к нарушению ритмичного сокращения сердца или даже к его параличу. Вид поражения человека электрическим током, при котором нарушается дыхание и не пульсирует сердце, носит название электрического удара. Степень физиологического воздействия электрического тока в основном определяется его родом и величиной, длительностью протекания и зависит от пути тока через тело человека и индивидуальных свойств человека. Наиболее вероятный путь рука-рука, рука-нога, нога-нога. Кроме того, поражение может произойти и без непосредственного прохождения через тело человека в результате ожогов, вызванных открытой электрической дугой.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		146

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- система защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;

- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- назначение лиц, ответственных за организацию и безопасность производства работ;
- оформление наряда или распоряжения на производство работ;
- осуществление допуска к проведению работ;
- организация надзора за проведением работ;
- оформление окончания работы, перерывов в работе, переводов на другие рабочие места;
- установление рациональных режимов труда и отдыха

Для обеспечения безопасности работ в электроустановках следует выполнять:

- отключение установки (части установки) от источника питания;
- проверка отсутствия напряжения;
- механическое запирающее устройство коммутационных аппаратов,
- снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие возможность ошибочной подачи напряжения к месту работы;
- заземление отключенных токоведущих частей (наложение переносных заземлителей, включение заземляющих ножей);

- ограждение рабочего места или остающихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние [45].

2. *Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования.*

Наибольшая опасность данного фактора представляется при производстве работ по резке и шлифовке оборудования. Для защиты предусмотрены средства индивидуальной защиты, включающие в себя комплект спецодежды, защитные перчатки и очки.

3. *Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы.*

Основными источниками механических опасностей в процессе выполнения работ являются строительные машины и механизмы, которые создают опасность в зоне проведения работ. Требования к организации безопасности во время работ движущихся машин и механизмов приведены в СНиП 12-03-2001[47], СНиП III-4-80 [63] и ПБ 10-157-97[64].

Перемещение, установка и работа машины, транспортного средства вблизи выемок (котлованов, траншей, канав и т.п.) с неукрепленными откосами разрешаются только за пределами призмы обрушения грунта на расстоянии, установленном организационно-технологической документацией.

При отсутствии соответствующих указаний в проекте производства работ минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины допускается принимать по таблице 42 [47].

Таблица 42 - Минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины [47].

Глубина выемки, м	Грунт ненасыпной			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
	Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м			
1,0	1,5	1,25	1,00	1,00
2,0	3,0	2,40	2,00	1,50
3,0	4,0	3,60	3,25	1,75
4,0	5,0	4,40	4,00	3,00
5,0	6,0	5,30	4,75	3,50

Запрещается работа техники по засыпке котлована, по выемке грунта, укрепления стенок котлована и других земляных работ при нахождении в ее рабочей зоне лиц, не задействованных в выполнении данных работ или не успевших покинуть данную опасную зону [28].

Так же источником механической опасности может являться транспортировка рабочих к месту производства работ и обратно. Основной причиной данной опасности, аварий и несчастных случаев является правил дорожного движения (ПДД) на дорогах общего пользования, а так же в охранной зоне магистрального нефтепровода и в пределах промышленной территории предприятия.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

4. Пожаровзрывобезопасность.

При производстве работ есть вероятность возникновения пожара или взрыва. В соответствии с частью 1 статьи 5 ФЗ-123 каждый объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также

комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожарную опасность, необходимо контролировать соблюдение следующих требований для технологических трубопроводов НПС, согласно ВППБ 01-05-99 [49]:

- На технологические трубопроводы НПС должна быть составлена схема, на которой каждый трубопровод должен иметь обозначение, а запорная арматура номер. Трубопроводы окрашиваются в соответствии с требованиями действующих стандартов с нанесением стрелок, указывающих направление потока;

- обслуживающий персонал обязан знать технологическую схему трубопроводов, расположение задвижек и их назначение и уметь переключать задвижки в соответствии с ПЛА;

- технологические трубопроводы должны оборудоваться вспомогательной обвязкой и передвижными откачивающими средствами для освобождения от нефти при аварии, пожаре или ремонте. Запорная арматура должна иметь указатели «Открыто» - «Закрыто»;

- не допускается применение заглушек для отключения трубопровода, останавливаемого на длительное время, от другого трубопровода, находящегося под давлением.

- лотки, в которых находятся технологические трубопроводы, необходимо присоединять к производственно-ливневой канализации и периодически промывать водой от скопившейся грязи и отходов нефти;

- при ремонте трубопроводов применяемые фасонные соединительные детали, прокладки и крепежные изделия по качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям соответствующих стандартов или технических условий.

- во избежание образования пробок в трубопроводах, по которым транспортируются нефти с температурой застывания, близкой к нулю и

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		151

выше, необходимо постоянно контролировать обогрев этих трубопроводов и арматуры, а так же исправность теплоизоляции. Для отогрева трубопровода и узлов задвижек можно применять только пар, горячую воду или нагретый песок, а так же использовать электроподогрев во взрывозащищенном исполнении;

- при прокладке технологических трубопроводов в каналах и траншеях (открытых и закрытых) нужно осуществлять контроль за исправным состоянием разделительных глухих перемычек (диафрагм) из негорючих материалов в местах прохода через стены, а также противопожарных отсыпок из песка или гравия длиной по 4 м, на расстоянии друг от друга не более 80 м;

- технологические трубопроводы, арматуру и устройства на них следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов технологических трубопроводов;

- при обслуживании ГУС необходимо следить за эффективностью работы системы удаления конденсата из трубопроводов газовой обвязки. Обнаруженная грязь, ржавчина, лед и т.п. должны немедленно удаляться;

- задвижки с ручным и дистанционным приводами на ГУС должны проверяться на работоспособность: не реже двух раз в месяц при положительной температуре окружающего воздуха и не реже одного раза в неделю – при отрицательной температуре;

- ремонтные работы на трубопроводах ГУС необходимо проводить на отглушенных и очищенных от конденсата и паров нефти участках трубопровода, при наличии наряда-допуска [49].

Так же должны соблюдаться и общие требования, которые предъявляются к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		152

- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;

- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов.

- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ.

- при работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности.

- допускаются лица, достигшие 18 лет.

- работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты.

- весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей [34].

К необходимым средствам пожаротушения относятся первичные средства тушения пожаров.

В состав первичных средств тушения пожаров должно входить следующее оборудование:

- Ящики с песком;
- Кошма 1x1 м², асбестовое полотно;
- Огнетушители;
- Водопроводная вода.

Асбестовое полотно и одеяло из кошмы применяют для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха. Этими средствами полностью покрывают очаг пожара. Эти средства

эффективны при пожаре, возникающем на гладкой поверхности (по полу помещения) и площади загорания меньше размера полотна или одеяла.

Песком тушат или собирают небольшие количества пролившихся ЛВЖ, ГЖ или твердых веществ, которые нельзя тушить водой.

Огнетушители - переносное или передвижное устройство, предназначенное для тушения очага пожара оператором за счет выпуска огнетушащего вещества, с ручным способом доставки к очагу пожара, приведения в действие и управления струей огнетушащего вещества.

По содержанию огнетушащего вещества и функциональному назначению огнетушители делятся на углекислотные, воздушно – пенные, порошковые и аэрозольные огнетушители [65].

5.1 Экологическая безопасность

5.2.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

Технологические трубопроводы на территории НПС «Александровская» расположены в лесах, большая площадь которых представлена в виде болота и вечной мерзлоты. Из-за широкого распространения болот на севере Томской области, имеется большое количество разнообразных топей и озер. Так же, стоит отметить, такой фактор, как низкая среднегодовая температура, которая характерна для данного географического участка и составляет примерно -3,5 °С, этому способствует продолжительная зима и короткое лето.

Вредные воздействия инженерного сооружения, как технологический трубопровод, на окружающую среду приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Экологическое влияние аварий на технологических трубопроводах.

Геосферы	Влияние на геосферы
Атмосфера	Легкие нефтепродукты в значительной степени разлагаются и испаряются еще на поверхности почвы, легко

Геосферы	Влияние на геосферы
	<p>смываются водными потоками. Путем испарения из почвы удаляется от 20 до 40 % легких фракций нефти. Летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество серьезно пострадавших может составлять тысячи человек [52].</p>
Литосфера	<p>Эффект тяжелых фракций проявляется позже. Тяжелые фракции нефти малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, очищение природной среды от них протекает с трудом. Тяжелые нефти, содержащие значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, оказывают не только токсичное воздействие на организмы, но и значительно изменяют воднофизические свойства почв. Они ухудшают водно-физические свойства почв из-за цементации порового почвенного пространства. Попадание парафиновой нефти в почву ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны для почвы, так как, имея низкую температуру застывания, они прочно закупоривают поры и каналы почвы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами [31].</p>
Гидросфера	<p>Нефть является продуктом длительного распада и с достаточной скоростью образует на поверхности вод плотный слой нефтяной пленки. Часть нефти, загрязняющая водные объекты, растворится и эмульгируется в воде, а часть будет в виде пленочной нефти на поверхности водного объекта. Слой нефтяной пленки препятствует доступу воздуха и света, для одной тонны нефти достаточно порядка 10 минут, чтобы образовалось нефтяное пятно с толщиной около 10 мм. Воздействие на водные объекты не приводит к моментальному</p>

Геосферы	Влияние на геосферы
	<p>массовому гибели рыб, однако это происходит в долгосрочной перспективе. Наиболее уязвимы птицы, проводящие большую часть жизни на воде, вследствие загрязнения разрушается оперение, раздражаются слизистые оболочки, спутываются крылья. В отличие от обитателей водных объектов, в случае птиц могут происходить массовые гибели. Молодь рыб и личинки наиболее чувствительны к воздействию нефти, которая может погубить икру и личинки, находящиеся ближе к поверхности воды. Растения водоемов полностью погибают, если концентрация полиароматических углеводородов достигает 1%. Если разлив происходит в пресном водоеме, тогда негативные последствия влияют и на местное население и сельское хозяйство. [53]</p> <p style="text-align: center;">Предельно-допустимые концентрации (ПДК) нефтепродуктов составляют:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для водоемов общесанитарного пользования - 0,3 мг/дм³; - для водоемов рыбохозяйственного назначения - 0,05 мг/дм³.
Биосфера	<p>Любая из форм серы, находящейся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, свободная сера), оказывает токсичное воздействие на живые организмы. А так же нефть происходит замедление роста растений, хлороз, некроз, нарушение функции фотосинтеза и дыхания. Обволакивая корни растений, тяжелые нефти и нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к гибели растения. Эти вещества малодоступны микроорганизмам, процесс их деструкции идет очень медленно, иногда десятки лет. Наблюдается недоразвитие растений вплоть до отсутствия генеративных органов.</p> <p style="text-align: center;">Под влиянием углеводородов отмечается гибель</p>

Геосферы	Влияние на геосферы
	<p>неустойчивых видов растений. Вследствие этого происходит обеднение видового состава растительности, формирование ее специфических ассоциаций вдоль технических объектов, изменение нормального развития водных организмов. Отмечается олуговение, формирование болотной растительности, появление галофитных ассоциаций. Изменяется химический состав растений, в них происходит накопление органических (включая ПАУ) и неорганических загрязняющих веществ. Растения в результате погибают.</p> <p>Происходят изменения в структуре биоценозов: в почвах изменяется состав почвенных обитателей, в водоемах обедняется видовой состав и численность ихтиофауны вплоть до полного замора рыб, в наземных экосистемах изменяется численность птиц и млекопитающих [31].</p>

5.2.2 Разработка решения по обеспечению экологической безопасности

Главным мероприятием для снижения вредных воздействий и риска возникновения аварий является своевременная экспертиза промышленной безопасности, проектировка и строительство и эксплуатация согласно требованиям нормативной документации, а так же устранение обнаруженных дефектов и коррозий на трубопроводе. Наиболее вероятны аварии на трубопроводах сроком эксплуатации более 30 лет, основной причиной, чаще всего являются коррозии на трубопроводе.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека,

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		157

преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. Таким образом, в чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека [66].

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

Наиболее вероятен техногенный или природный вид чрезвычайной ситуации в зоне расположения технологического трубопровода. К причинам чрезвычайных природных ситуаций можно отнести землетрясения и сильные морозы и метели. При проявлении таких опасных явлениях происходит смещение опор или изменения профиля грунта, что в свою очередь служит увеличением напряжения металла трубопровода и может привести к образованию трещин, разгерметизации или полному разрыву трубопровода.

Однако наиболее вероятным и разрушительным видом чрезвычайной техногенной ситуации являются пожар, взрыв или утечка нефти. При транспортировке, добычи, переработки и хранении легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществах пожарной безопасности уделяется не малое количество внимания. Но все равно нельзя полностью исключить вероятность возникновения пожаров или взрывов [55].

При возникновении утечки нефти велика вероятность возникновения пожара при: неправильной работе с электрооборудованием; обрыве проводов энергоснабжения; не соблюдении правил пожарной безопасности при огневых и ремонтных работах. Так же стоит отметить длительную эксплуатацию трубопроводных систем, работающих непрерывно под нагрузкой, и во многих случаях в условиях агрессивных сред. Данные неблагоприятные факторы приводят к разрушению трубопроводов и возникновению пожаров. Пожары несут огромные экономические ущербы, человеческие жертвы и отрицательное воздействие на экологию.

При возникновении пожара работник должен незамедлительно сообщить в пожарную охрану, непосредственному руководителю или оператору, а так же принять по возможности меры по эвакуации людей, тушению пожара и сохранности материальных ценностей [38].

Важным моментов в организации противопожарной безопасности являются первичные средства пожаротушения. На трубопроводных объектах должны быть инвентарные описи закрепленного за каждым сооружением пожарного инвентаря и оборудования и правила пользования ими. Первичные средства пожаротушения следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением к ним свободного доступа, по согласованию с пожарной охраной. Ручные огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах методами навески на пожарные щиты, стенды, на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца (днища) огнетушителя и на расстояние от двери, достаточном для ее полного открывания; установки в пожарные шкафы совместно с пожарными кранами или в специальные тумбы. Огнетушители, ящики с песком, бочки с водой, ведра, щиты, шкафы и инвентарь должны иметь окраску в соответствии с требованиями ГОСТ 12.4.009-83 [56].

Для каждого пожаровзрывоопасного объекта, а также для всей организации должны быть разработаны планы ликвидации возможных аварий и планы тушения пожаров - в дальнейшем планы быстрого реагирования.

Планы быстрого реагирования включают: подробное изложение действий должностных лиц производственных и объектовых подразделений по организации оповещения, сбора и сосредоточения на месте аварии и (или) пожара необходимого количества сил и средств, проведение первоочередных аварийно-спасательных работ и (или) тушения пожара, а также взаимодействия с привлекаемыми для этих целей сторонними подразделениями.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						159
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Указанные планы согласовываются с объектовой комиссией по чрезвычайным ситуациям и утверждаются руководителем (главным инженером) организации. Первоочередные аварийно-спасательные работы включают действия по спасению людей, локализации или ликвидации аварий, защите обслуживающего персонала и населения от опасных факторов в условиях аварий и (или) пожара и могут выполняться с привлечением имеющихся на данном трубопроводном объекте сил и средств.

При возникновении аварии, угрожающей взрывом или пожаром, руководитель трубопроводного объекта (цеха) или другое ответственное лицо, обязаны объявить о вводе на трубопроводном объекте (цехе) аварийного режима и задействовании планов ПБР, доложить об этом диспетчеру и руководителю организации.

Имеющимися силами и средствами необходимо:

- прекратить работу производственного оборудования или перевести его в режим, обеспечивающий локализацию или ликвидацию аварии или пожара;
- оказать первую помощь пострадавшим при аварии или пожаре, удалить из помещения за пределы цеха или из опасной зоны наружных установок всех рабочих и инженерно-технических работников, не занятых ликвидацией аварии или пожара. Доступ к месту аварии или пожара до их ликвидации должен производиться только с разрешения начальника цеха или руководителя аварийных работ;
- в случае угрозы для жизни людей немедленно организовать их спасение, используя для этого все имеющиеся силы и средства;
- вызвать пожарную часть, газоспасательную и медицинскую службы и привести в готовность средства пожаротушения;
- на месте аварии или пожара и на смежных участках прекратить все работы с применением открытого огня и другие работы, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации аварии или пожара;

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		160

- принять все меры к локализации и ликвидации аварии или пожара с применением защитных средств и безопасных инструментов;
- удалить по возможности ЛВЖ и ГЖ из резервуаров и аппаратов, расположенных в зоне аварийного режима, понизить давление в аппаратах;
- при необходимости включить аварийную вентиляцию и производить усиленное естественное проветривание помещений;
- на месте аварии при наличии газоопасных зон и на соседних участках запретить проезд для всех видов транспорта, кроме транспорта аварийных служб, до полного устранения последствий аварии;
- при необходимости вызвать дополнительные силы и средства;
- обеспечить защиту людей, принимающих участие в тушении пожара, от возможных выбросов горячей нефти, обрушений конструкций, поражений электрическим током, отравлений, ожогов;
- одновременно с тушением пожара производить охлаждение конструктивных элементов зданий, резервуаров и технологических аппаратов, которым угрожает опасность от воздействия высоких температур;
- при необходимости принять меры по устройству обвалований против разлива ЛВЖ и ГЖ и по откачке нефти из горящего резервуара.

Другие мероприятия по ликвидации аварии или пожара в каждом отдельном случае определяются руководителем работ по ликвидации аварии, исходя из создавшегося положения и с соблюдением мер пожарной безопасности и техники безопасности [38].

Для предотвращения такого рода чрезвычайных ситуаций, необходимо производить диагностику трубопроводов и осуществлять экспертизу промышленной безопасности, а так же следовать требованиям пожарной безопасности и своевременно сообщить об угрозе возникновения пожара.

Работы необходимые для ликвидации аварийного разлива нефти, условно выполняются в три этапа:

- на первом этапе выполняются работы по локализации разлитой нефти;
- вторым этапом является сбор нефти;
- на третьем этапе производится рекультивация земель.

Также стоит отметить, что между приведенными выше этапами нет чёткой границы, поскольку работы могут проводиться в одно время как по сбору нефтепродукта, так и по биологической и технической рекультивации, при этом занимают достаточно долгое время.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно Трудовому кодексу РФ [61] работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;

- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте;
- профессиональную подготовку, переподготовку и повышение своей квалификации в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- объединение, включая право на создание профессиональных союзов и вступление в них для защиты своих трудовых прав, свобод и законных интересов;
- участие в управлении организацией в предусмотренных настоящим Кодексом, иными федеральными законами и коллективным договором формах;
- ведение коллективных переговоров и заключение коллективных договоров и соглашений через своих представителей, а также на информацию о выполнении коллективного договора, соглашений;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- разрешение индивидуальных и коллективных трудовых споров, включая право на забастовку, в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Работник обязан:

- добросовестно исполнять свои трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;
- соблюдать правила внутреннего трудового распорядка;
- соблюдать трудовую дисциплину;
- выполнять установленные нормы труда;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						163
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- соблюдать требования по охране труда и обеспечению безопасности труда;
- бережно относиться к имуществу работодателя (в том числе к имуществу третьих лиц, находящемуся у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества) и других работников;
- незамедлительно сообщить работодателю либо непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества работодателя (в том числе имущества третьих лиц, находящегося у работодателя, если работодатель несет ответственность за сохранность этого имущества).

Продолжительность ежедневной работы (смены) для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной продолжительности рабочего времени (часть первая статьи 92 настоящего Кодекса) и гигиенических нормативов условий труда, установленных федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [61].

В случае если для проведения работ задействованы работники, работающие по вахтовому методу, то режим работы изменяется следующим образом:

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
						164
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном Трудовым Кодексом РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни между вахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		165

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам работодателей, не относящихся к бюджетной сфере, надбавка за вахтовый метод работы выплачивается в размере и порядке, устанавливаемых коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера - 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера - 16 календарных дней.

В стаж работы, дающий право работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, на соответствующие гарантии и компенсации, включаются календарные дни вахты в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях и фактические дни нахождения в пути, предусмотренные графиками работы на вахте. Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым

					Социальная ответственность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		166

методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из тех же или других районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей, устанавливаются в соответствии с главой 50 настоящего Кодекса.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы, на территориях которых применяются районные коэффициенты к заработной плате, эти коэффициенты начисляются в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность персонала.

В организации должно быть организовано проведение проверок, контроля и оценки состояния охраны и условий безопасности труда, включающих следующие уровни и формы проведения контроля [28]:

- постоянный контроль работниками исправности 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;
- периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

- выборочный контроль состояния условий и охраны труда в подразделениях предприятия, проводимый службой охраны труда согласно утвержденным планам.

При обнаружении нарушений норм и правил охраны труда работники должны принять меры к их устранению собственными силами, а в случае невозможности этого прекратить работы и информировать должностное лицо.

В случае возникновения угрозы безопасности и здоровью работников ответственные лица обязаны прекратить работы и принять меры по устранению опасности, а при необходимости обеспечить эвакуацию людей в безопасное место [50].

Инструктажи по технике безопасности и обучение безопасным приемам и методам работы проводят инженер по охране труда (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из ряда ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных практических занятий для приобретения устойчивых навыков использования необходимых технических средств, СИЗ, приспособлений и соблюдения необходимых мер безопасности в период проведения учебных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении настоящих правил, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, установленном действующим законодательством [28].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		168

Заключение

Во время выполнения выпускной квалификационной работы были решены поставленные задачи.

В ходе исследовательской работы были проанализированы наиболее влияющие на риск возникновения аварии, факторы. К таким факторам можно отнести эксплуатацию в сложных климатических условиях, гидрогеологические условия, возраст технологических трубопроводов, транспортируемое вещество.

В результате анализа приведенных физико-географических данных, можно сделать вывод о том, что все технологические трубопроводы НПС «Александровская» наиболее подвержены риску аварий, так как их эксплуатация производится в сложных гидрогеологических и климатических условиях.

Трубопроводы, уложенные на болотах с течением времени изменяют своё первоначальное положение. Это объясняется чрезвычайно сильной сжимаемостью болотистых (торфяных) грунтов под воздействием даже незначительных уплотняющих нагрузок. Поскольку в период эксплуатации в трубопроводе возникают продольные усилия, то они обуславливают более значительные поперечные перемещения труб, что в свою очередь создает дополнительное напряжение и нагрузку металла.

Высокая влажность и болотистая местность увеличивают вероятность возникновения коррозий и стресс-коррозий, поскольку являются достаточно агрессивными средами для трубопроводов. Так же свое влияние производит колебание температур.

Изучена программа экспертизы ПБ, проведен анализ методов неразрушающего контроля, применяемых для оценки технического состояния технологических трубопроводов. Составлен алгоритм

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					<i>Расчет технического состояния технологических трубопроводов НПС «Александровская»</i>		
Разраб.		Фисенко В.А.					
Руковод.		Антропова Н.А.			Лит.	Лист	Листов
Консул.						16969	4482
И.О.Зав.Каф.		Бурков П.В.			ТПУ гр. 2Б3А		

диагностирования дефектов, с совместным использованием двух приборов. Данная технология контроля технологических трубопроводов осуществляется согласно требованиям нормативной и технической документации, и способствует определению критериев отбраковки образцов по результатам диагностики, а также оценивает их общее техническое состояние и остаточный ресурс.

Данная программа сочетает в себе традиционные и инновационные методы контроля. Применение данных методов диагностики возможно не только в сочетании друг с другом, но и в отдельности. Однако для обеспечения более качественного и точного обследования трубопроводов, данные методы должны сочетаться с традиционными методами, которые зарекомендовали себя временем.

Исследована методика расчета остаточного ресурса, а так же величины скорости потери толщины стенки трубопровода от коррозии до значений 20 % от проекта.

Осуществлен расчет остаточного ресурса и скорость потери толщины стенки от коррозии технологического трубопровода на НПС «Александровская».

На основании результатов контроля, проведенных расчетов и нормативно-технической документации указан остаточный (назначенный) ресурс, который составил 4 года, так как он имеет участки с остаточным ресурсом меньше 8 лет. Следовательно, следующую очередную диагностику следует проводить по истечению 4 лет.

В работе были проведены экономические расчеты затрат на выполнение дипломного проекта и рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности.

					Заключение	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		170

Список используемой литературы

- 1) Земенков Ю.Д. Технологические трубопроводы нефтебаз. Малюшин Н.А., Маркова Л.М., Лоцин А.Е., Справочное издание. – М.: Тюмень, 1994. -173 с.
- 2) АО «Транснефть - Центральная Сибирь» [Электронный ресурс] URL: <http://centralsiberia.transneft.ru/about/history/> Дата обращения: 16.05.2017
- 3) РД-23.040.00-КТН-387-07 «Методика диагностики технологических нефтепроводов НПС». – М.: ООО "Научно-исследовательский институт транспорта нефти и нефтепродуктов", 2007. – 52 с.
- 4) ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2009.- 31 с.
- 5) Приказ № 260 от 23 июня 2014 года «Об утверждении административного регламента Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по предоставлению государственной услуги по ведению реестра заключений экспертизы промышленной безопасности»». – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2014. – 38 с.
- 6) Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» (утв. приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 784 от 27 декабря 2012 года). ». – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2012. – 191 с.
- 7) РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю». – М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 54 с.
- 8) СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов давлением до 10,0 МПа». – М.: Госстрой СССР, 1980. – 47 с.

- 9) Смирнов А.Н. [Диссертация] Разработка комплексной системы мониторинга внутрипромысловых трубопроводов с учетом динамики параметров технического состояния. – М.: Тюмень, 2011. – 127 с.
- 10) Общество технического надзора «Dieks» [Электронный ресурс] URL: <http://www.tuev-dieks.com/> Дата обращения: 05.05.2017 г.
- 11) Оборудование для неразрушающего контроля [Электронный ресурс] URL: <http://www.panatest.ru/items?id=100091> Дата обращения: 03.05.2016
- 12) Транспорт скважинной продукции: Учебное пособие / Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Бархатов А.Ф., Федин Д.В. – М., 2001 – 356 с.
- 13) Неразрушающий контроль [Электронный ресурс] <http://www.ncontrol.ru/catalog/Kontrol-tverdosti/Tverdomery> Дата обращения: 04.05.2017
- 14) Диагностические и измерительные приборы [Электронный ресурс] <http://www.diagnost-spb.ru/> Дата обращения: 03.05.2016
- 15) ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные».- М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2014. – 136 с.
- 16) СО 153-34.17.464-2003 «Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий».-М.: Минэнерго России, 2003. – 146 с.
- 17) Всероссийский центр неразрушающего контроля [Электронный ресурс] URL: <http://techspektr.ru/> Дата обращения: 03.05.2017 г
- 18) ПБ 03-593-03 «Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов».-М.: ПИО ОБТ, 2003.- 26 с.
- 19) ГОСТ Р ИСО 24497-3-2009 «Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Часть 3. Контроль сварных соединений».-М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2009.- 12 с.

20) ГОСТ Р 56512-2015 «Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы».-М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2015.- 55с.

21) ГОСТ Р ИСО 15549-2009 «Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения».-М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2009.- 7 с.

22) ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования (с Изменениями N 1, 2)».-М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1980. – 33 с.

23) ГОСТ 24034-80 «Контроль неразрушающий радиационный. Требования и определения».-М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1981. – 11 с.

24) РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов». – М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1993. – 357 с.

25) ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов головных сооружений». – М.: Минэнерго России, 2002. – 57 с.

26) РД 38.13.004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 мпа (100 кгс/см²)».-М.: Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, 1986. – 270 с.

27) Максимова Е.А. [Диссертация] Экспертиза промышленной безопасности опасных производств и объектов в экологическом праве России. – М.: Саратов, 2002. – 202 с.

28) Федеральный закон от 21.07.1997 №116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов (в ред. Федеральных законов от 07.08.2000 №122-ФЗ, от 10.01.2003 №15-ФЗ, от 22.08.2004 №122-ФЗ, от 09.05.2005 №45-ФЗ, от 18.12.2006 №232-ФЗ).

29) СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы».-М.: Минстрой России, 1997.- 71 с.

30) СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».-М.: Госкомсанэпиднадзор РФ,1996.-12 с.

31) ГОСТ 17. 4. 3. 04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».-М.: Государственный комитет СССР, 1986.- 4 с.

32) ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1)». - М.: Государственный комитет СССР, 1981. – 8 с.

33) ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности». – М.: Государственный комитет СССР, 1991. – 11 с.

34) ГОСТ 12.1.010-76 «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования». – М.: Государственный комитет Совета Министров СССР, 1976. – 5 с.

35) ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – М.: Госстандарта СССР, 1988. – 78 с.

36) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)». – М.: Государственный комитет Совета Министров, 1976. – 5 с.

37) ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Изменением N 1)». – М.: Государственный комитет Совета Министров, 1974. – 4 с.

38) ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования». – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991. – 81 с.

39) СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и

общественных зданий». – М.: Главным государственным санитарным врачом РФ, 2003. – 28 с.

40) ГОСТ 12.1.005–88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – М.: Госстандарт СССР, 1988. – 78 с.

41) Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 18 декабря 1998 г. № 51 «Об утверждении Правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты». – М.: Правительство РФ, 1998. – 14 с.

42) ГОСТ 12.1.008-76 «ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования». – М.: Госстандарт СССР, 1976. – 4 с.

43) ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация». – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1989. – 8 с.

44) ГОСТ Р 12.4.296-2013 «ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 12 с.

45) ГОСТ 12.1.019-79 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Изменением N 1)». – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1979. – 5 с.

46) Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. N 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013. – 89 с.

47) СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования (взамен СНиП 12-03-99, СНиП III- 4-80 в части разделов 1-7, ГОСТ 12.1.013-78)». – М.: Госстрой России, 2001. – 53 с.

48) СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1)». – М.: МЧС России, 2009. – 35 с.

49) ВППБ 01-05-99 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть»». – М.: ОАО «АК «Транснефть»», 1999. – 23 с.

50) РД-13.110.00-КТН-260-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть»». – М.: ОАО «АК «Транснефть»», 2014. – 12 с.

51) ИБТВ 1-087-81 «Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности». – М.: Министерство нефтяной промышленности, 1981. – 22 с.

52) Грибанов А.А. «Воздействие газопроводов на окружающую среду» [Электронный ресурс] – URL http://ggf.bsu.edu.ru/Conferences/Conf_2011/Materials/Gribanov.htm - статья в интернете. Дата обращения: 2.05.2017

53) Мазура И.И. Нефтегазовое строительство. Шапиро В., Книга. – М.: ОМЕГА-Л, 2005. – 776 с.

54) Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. «Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». – М.: Ин-октаво, 2005. – 368 с.

55) ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров». – М.: Госстандарт России, 1995. – 10 с.

56) ГОСТ 12.4.009-83 «ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением N 1)». – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1983. – 10 с.

57) ГОСТ 12.0.002-2014 «ССБТ. Термины и определения». – М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2014. – 32 с.

58) ГОСТ 12.4.026-76 «ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности». – М.: Государственный комитет стандартов Совета Министров СССР, 1976. – 24 с.

59) ППБ 01-03 «Правила пожарной безопасности в Российской Федерации». – М.: МЧС России, 2003. – 111 с.

60) ГОСТ Р 12.4.236-2011 «ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2011. – 31 с.

61) «Трудовой кодекс Российской Федерации» (с изменениями на 3 июля 2016 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года). – М.: Государственная Дума РФ, 2001. – 176 с.

62) СанПиН 2.2.0.555-96 «Гигиенические требования к условиям труда женщин». – М.: Госкомсанэпиднадзора РФ, 1996. – 24 с.

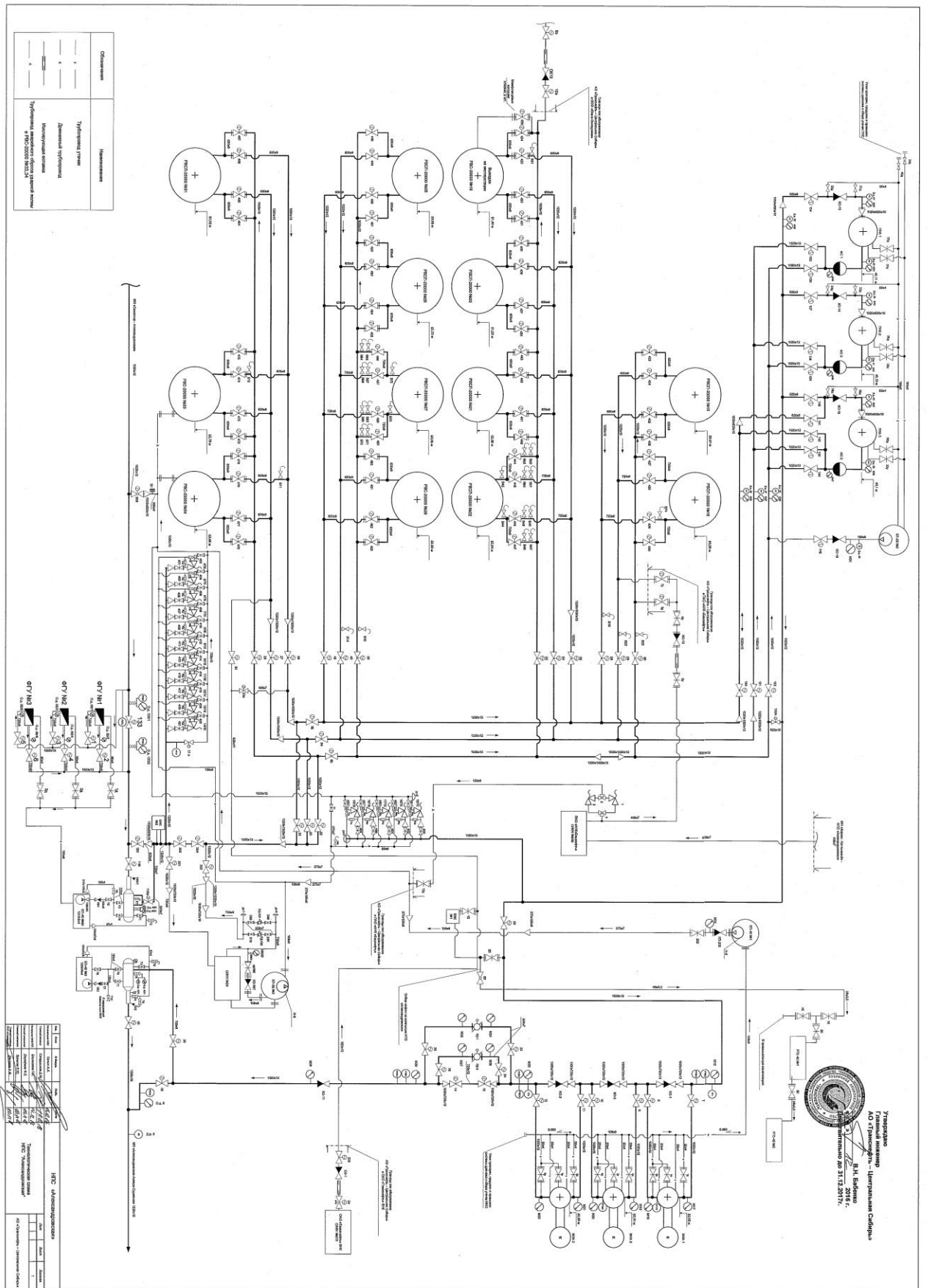
63) СНиП III-4-80* «Техника безопасности в строительстве». – М.: Госстрой СССР, 1980. – 46 с.

64) ПБ 10-157-97 «Правила устройства и безопасной эксплуатации кранов-трубоукладчиков». – М.: Госгортехнадзор России, 1997. – 49 с.

65) РД-13.220.00-КТН-211-12 «Правила пожарной безопасности на объектах организаций системы «Транснефть»».- М.: ОАО «АК «Транснефть»», 2012. – 12 с.

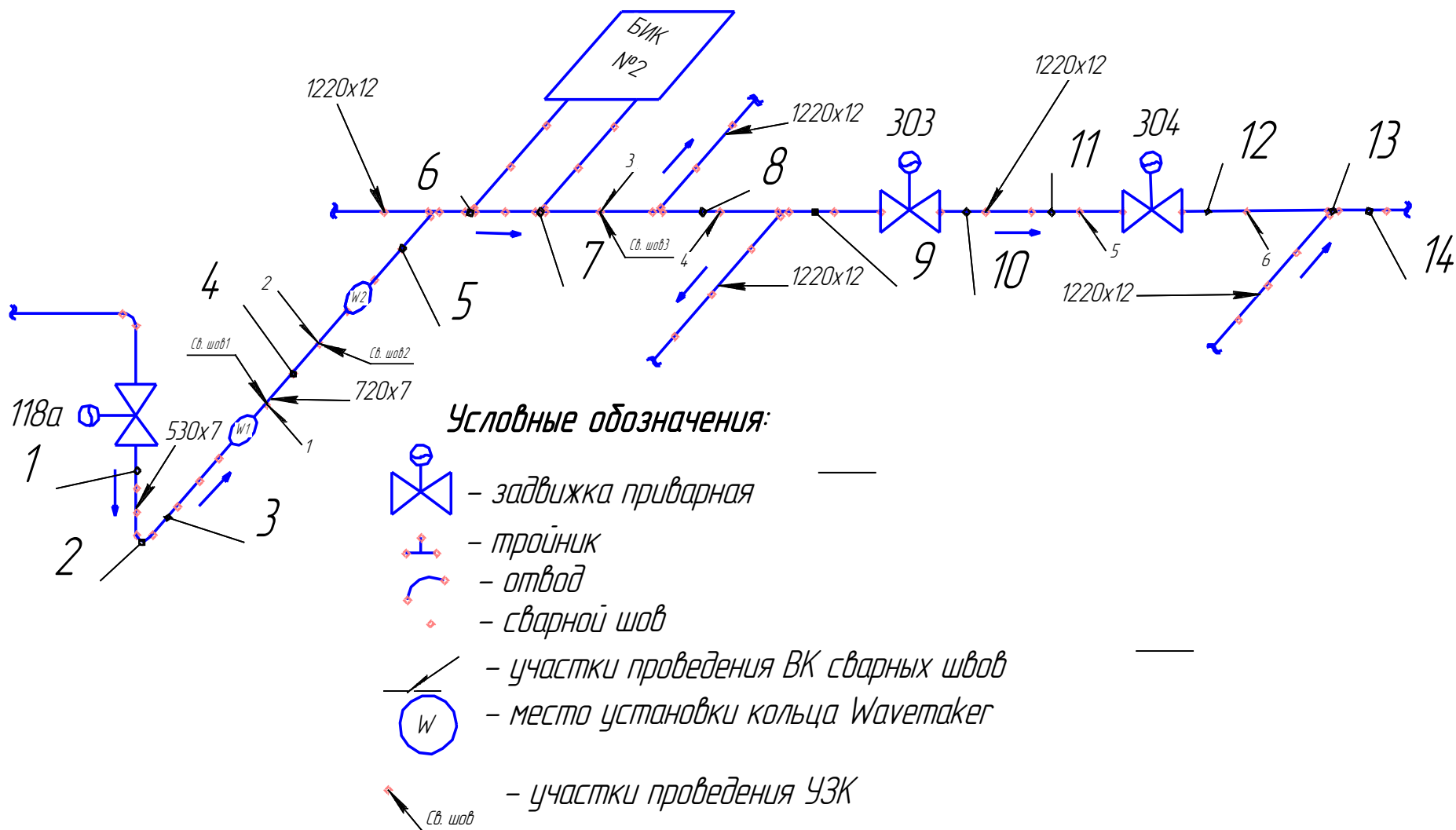
66) ГОСТ Р 22.0.02-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий (с Изменением N 1)». – М.: Госстандарт России, 2000. – 4 с.

Приложение А Технологическая схема НПС «Александровская»



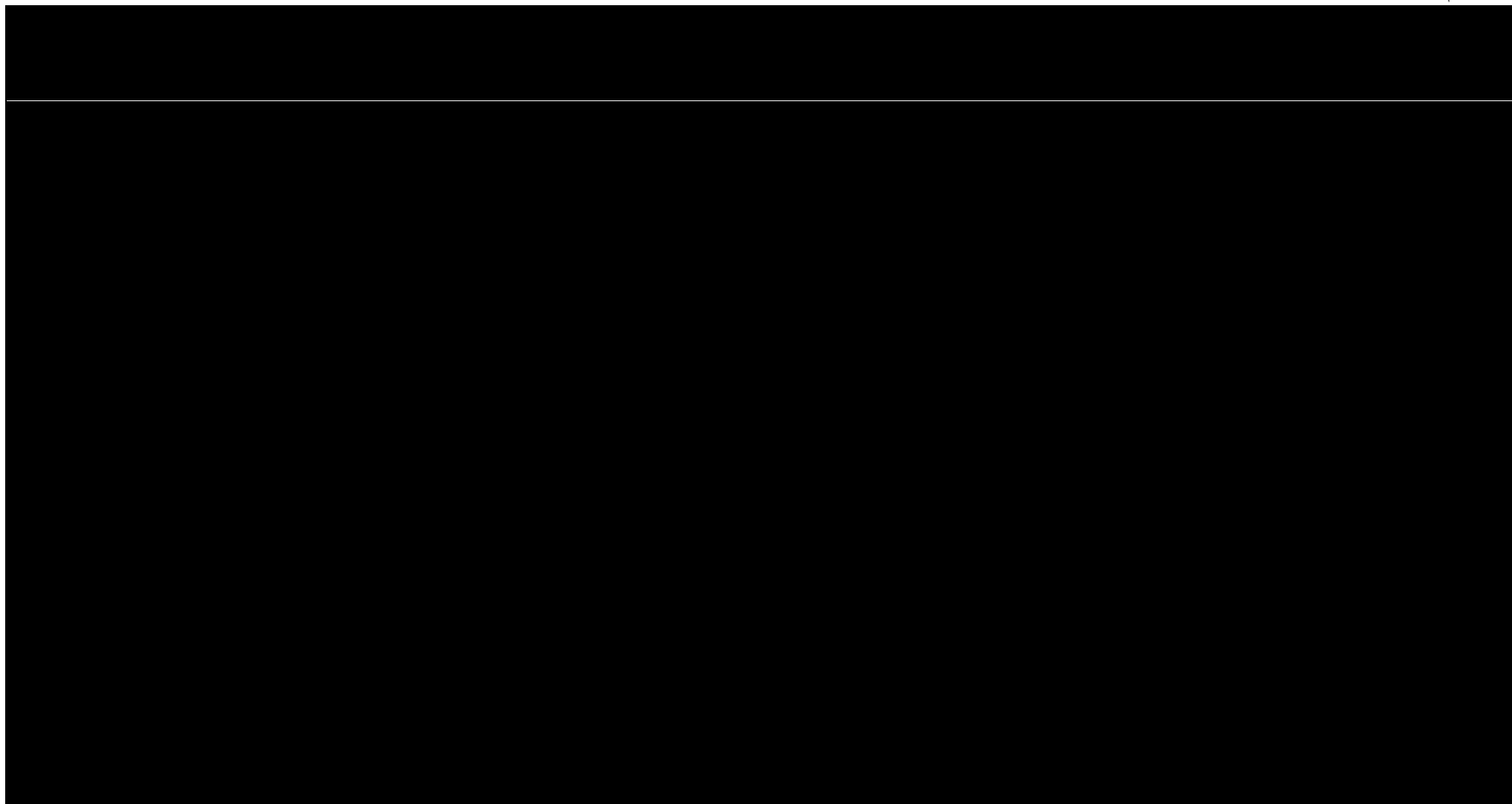
Приложение Б Схема неразрушающего контроля

Схема неразрушающего контроля технологического нефтепровода НПС "Александровская"



Приложение В Сводные таблицы по результатам остаточного ресурса

Таблица 1





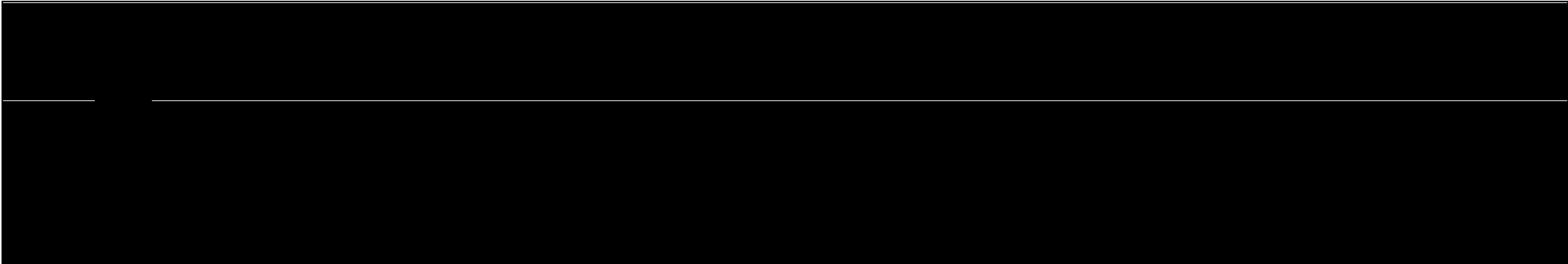


Таблица 2

A large, solid black rectangular area covering the middle portion of the page, likely representing redacted content, possibly a table as indicated by the caption above.