

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

«Анализ современных методов диагностики промысловых нефтепроводов в процессе их эксплуатации»

УДК 621.692.4.07.004

Студент	Группа	ФИО	Подпись	Дата
	2Б2Б	Машлыкин Никита Андреевич		

Руководитель	Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»					
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата	
Старший преподаватель каф. ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.			

По разделу «Социальная ответственность»					
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата	
Старший преподаватель каф. ЭБЖ	Алексеев Н.А.	-			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Уровень образования бакалавриат
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:
 бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 01.06.2016 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.01.2016	<i>Введение</i>	10
14.03.2015	<i>Обзор литературы</i>	12
21.03.2016	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
01.04.2016	<i>Расчет параметров подземной прокладки нефтепровода</i>	19
01.05.2016	<i>Расчет параметров надземной прокладки нефтепровода</i>	15
10.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	7
20.05.2016	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	7
25.05.2016	<i>Заключение</i>	10
31.05.2016	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		25.01.2016 г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		25.01.2016 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) Рудаченко А.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:
бакалаврской работы

Студенту:

Группа

ФИО

2Б2Б

Машлыкину Никите Андреевичу

Тема работы:

«Анализ современных методов диагностики промысловых нефтепроводов в процессе их эксплуатации»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

| 30.04.2016 г. №3076/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Промысловый трубопровод, смонтированный на
Самотлорском нефтяном месторождении. Линейная
часть.

**Перечень подлежащих исследованию,
проектированию и разработке
вопросов**

(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).

Перечень графического материала

(с точным указанием обязательных чертежей)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т. С., старший преподаватель кафедры ЭПР
«Социальная ответственность»	Алексеев Н. А., старший преподаватель кафедры ЭБЖ

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

**Дата выдачи задания на выполнение выпускной
квалификационной работы по линейному графику**

25.01.2016 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		25.01.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Машлыкин Н.А.,		25.01.2016 г.

Объекты и методы исследования. Методы определения технического состояния трубопровода. Расчет на прочность и расчет остаточного ресурса технологического трубопровода. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность при определении технического состояния линейной части технологического трубопровода.

Схема неразрушающего контроля

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
	в области производственно-технологической деятельности
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
	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
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
	в области экспериментально-исследовательской деятельности
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
	в области проектной деятельности
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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа
2Б2Б

ФИО
Машлыкину Никите Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»</u>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): ...
материально-технических, энергетических, финансовых,
информационных и человеческих

2. Нормы и нормативы расходования ресурсов ...

3. Используемая система налогообложения, ставки ...
налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и ...
альтернатив проведения НИ с позиции
ресурсоэффективности и ресурсосбережения

2. Планирование и формирование бюджета научных ...
исследований

3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), ...
финансовой, бюджетной, социальной и экономической
эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Машлыкин Никита Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа
2Б2Б

ФИО
Машлыкину Никите Андреевичу

Институт
Уровень образования бакалавриат

Кафедра
Направление/специальность

21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Сооружение и
ремонт объектов систем
трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:*
 - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
 - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
 - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
 - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

- | | |
|--|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) | |
| <ol style="list-style-type: none"> 2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности <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); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) | |

3. Охрана окружающей среды: – 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.	
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	

Перечень графического материала:

При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Машлыкин Никита Андреевич		

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: акустическая томография, Самотлор, трубопровод, экспертиза безопасности, диагностика.

Объектом исследования являются промышленные трубопроводы

Цель работы – анализ методов выявления дефектов и определения технического состояния промышленных трубопроводов, сооруженных на Самотлорском месторождении.

В процессе исследования проводились расчеты на прочность, твердость металла, расчет толщины стенки трубопровода. В ходе работы 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 работы были проанализированы методы определения технического состояния линейной части промышленного трубопровода. На основе проведенной работы было выявлено, что применение различных методов и составление программы с учетом особенностей каждого метода, позволяет улучшить процесс проведения экспертизы и дает более лучшие результаты по определению технического состояния.

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Реферат			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.								
Консульт.		Брусник О.В.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		

ABSTRACT

Keywords: acoustic tomography, Samotlor, pipeline, safety examination, diagnostics.

Object of research are field pipelines

The work purpose – the analysis of methods of detection of defects and determination of technical condition of the field pipelines built on the Samotlor field.

In the course of research calculations on durability, hardness of metal, calculation of thickness of a wall of the pipeline were carried out. In a work progress questions of determination of technical condition, carrying out diagnostics and examination are considered. Actions for labor protection and safety of construction and operation, environmental protection, technical and economic part are given.

As a result of work methods of determination of technical condition of linear part of a field pipeline have been analysed. On the basis of the carried-out work it has been revealed that application of various methods and creation of the program taking into account features of each method, allows to improve process of carrying out examination and yields more best results on determination of technical condition.

Main constructive, technical and technical and operational characteristics: technology and organization of performance of works, preparatory work, field works, works with systems of nondestructive control, и.т.д.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Abstract	Лит.	Лист
Руковод.		Богданов А.Л.					Листов
Консульт.		Брусник О.В.					
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б	

Определения, обозначения и нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений».

ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов» Контроль качества и приемка работ. Часть 1.

ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

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

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

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

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

ГОСТ 12.1.012 – 2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования, утв. Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии 12.12.2007 г.»

ГОСТ 12.1.030 – 81 «ССБТ. Защитное заземление, зануление.»

ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.»

ГОСТ 12.4.125-83 «ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.»

ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов. Термины».

ГОСТ 14782-86 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов».

ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

ГОСТ 19200-80 «Отливки из чугуна и стали. Термины и определения. Определения дефектов».

ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Методы измерений твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия».

ГОСТ 24856-2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Машлыкин Н.А.				Определения, обозначения и нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Богданов А.Л.							
Консульт.	Брусник О.В.					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							

ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные»

ГОСТ Р 51897-2011 «Менеджмент риска. Термины и определения».

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

ГОСТ Р 55611-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения».

ГОСТ Р 55614-2013 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования».

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

ГОСТ Р 55725-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые пьезоэлектрические. Общие технические требования».

ГОСТ Р 55808-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Методы испытаний».

ГОСТ Р 55809-2013 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров».

ОСТ 36-21-77 «Детали трубопроводов Ду 500 -1400 мм сварные из углеродистой стали на $P=2,5$ МПа. Отводы секционные $R=1,5$ Ду, под углом 30, 45, 60, 90°. Размеры».

ОСТ 36-43-81 «Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду 500 мм на $P \leq 10$ МПа. Отводы сварные. Конструкция и размеры».

ОСТ 36-44-81 «Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду 500 мм на $P \leq 10$ МПа. Переходы сварные. Конструкция и размеры».

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

Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

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 № 538 от 14 ноября 2013 года об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».

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

РД 13-03-2006 «Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах».

					Определения, обозначения и нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

РД 153-39.4-054-00 «Основные правила определения остаточного ресурса и количественных значений показателей надежности арматуры нефте и продуктопроводов после ее капитального ремонта».

РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов».

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

СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия».

СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения».

СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

СП 9.13130.2009 Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.

СП 52 13330.2011 «Естественное и искусственное освещение.»

Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.1997г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», с изменениями от 13 июля 2015 года.

Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

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

					Определения, обозначения и нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 их 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

ДНС – дожимная насосная станция;

ГВС – газовоздушная среда;

ГГ – горячие газы;

ГЖ – горючие жидкости;

КИП – контрольно-измерительный пункт;

КЛ – кабельная линия электропередач;

ЛВЖ – легковоспламеняющиеся жидкости;

НГ – негорючие вещества;

НГС – нефтегазовый сепаратор;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

РД – руководящий документ;

РЭ – руководство по эксплуатации;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

СУГ – сжиженные углеводородные газы;

СЭС – санитарно-эпидемиологическая служба;

					Определения, обозначения и нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ТУ – техническое условия;
УЗК – ультразвуковой контроль;
УЗД – ультразвуковая дефектоскопия;
ЧС – чрезвычайная ситуация;
ЭХЗ – электрохимическая защита.

					Определения, обозначения и нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

1. Объекты и методы исследования.....	21
1.1 Промысловые трубопроводы	21
1.2 Характеристика Самотлорского нефтяного месторождения	23
1.2.1 Характеристика Самотлорского нефтяного месторождения	23
1.2.2 Физико-географические условия	25
2. Методы определения технического состояния трубопровода.....	29
2.1 Цель экспертизы промышленной безопасности.....	29
2.2 Порядок проведения экспертизы	29
2.3 Проведение полевых и камеральных работ по экспертизе технологических трубопроводов.....	35
2.3.1 Методы контроля и диагностирования трубопровода.....	35
2.3.2 Визуально-измерительный контроль (ВИК) элементов трубопроводов и состояния изоляции.....	36
2.3.3 Вихретоковый контроль системами PS-2000, Prodigy 8C.	38
2.3.4 Контроль промышленного трубопровода методом направленных волн системой диагностики Wavemaker	41
2.3.6 Ультразвуковая толщинометрия, сканирование толщин стенок	44
2.3.7 Оценка механических свойств металла трубопроводов.....	49
2.3.10 Оценка остаточного ресурса	51
2.3.11 Метод акустической томографии	54
2.4 Оформление и выдача заключения экспертизы промышленной безопасности.....	56
3. Расчет	58
3.1 Порядок расчета	58
3.2 Исходные данные для расчета	58
3.3 Определение отбраковочных толщин линейной части и запорной арматуры	59
3.4 Проверка твердости металла	63
3.5 Расчет остаточного ресурса трубопровода	64

Введение

С каждым годом Российская система нефтепроводов России стареет. И соответственно с увеличением сроков ее эксплуатации возрастает вероятность отказов, причинами которых являются коррозии, дефекты и т.д. Так же важным фактором, влияющим на возникновение отказов, является окружающая среда, в которой эксплуатируется трубопровод. Для бесперебойной и надежной работы данной системы, во избежание аварий и разливов используется техническая диагностика.

Последствия аварии нефтепровода в следствии разрыва устранить гораздо труднее, чем предотвратить данный инцидент. В наше время производят огромный комплекс мер, целью которых является сокращение количества происшествий на промысловых (и не только) трубопроводах.

Целью данной работы - является анализ методов выявления дефектов и определения технического состояния промысловых трубопроводов, сооруженных на Самотлорском месторождении.

Объектом исследования являются методы и технологии диагностирования технологических трубопроводов для предотвращения отказов.

Предметом исследования – является анализ методов диагностики и изучение программы обследования. На основе анализа и результатов экспертизы производится расчет остаточного ресурса для определения технического состояния и определяется пригодность к дальнейшей эксплуатации и проверяется соответствие требованиям промышленной безопасности промысловых трубопроводов.

Помимо «обычных» методов диагностики, в этой работе проанализированы сравнительно новые методы, позволяющие сэкономить рабочее время и труд.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Введение			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.П.								
Консульт.		Брусник О.В.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								

Обзор литературы

В данной работе представлены методы диагностики, полностью соответствующие требованиям нормативной документации. Так же представлена программа проведения экспертизы промышленной безопасности составленная на основе руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом № 101 от 12 марта 2013 года), РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» и в других нормативных документах.

Данная программа представляет собой совокупность методов полевой диагностики и камеральных работ и позволяет с высокой точностью определить техническое состояние промысловых и других трубопроводов. Это позволяет вовремя отследить дефекты и предотвратить аварийные ситуации.

Основными источниками информации о производстве работ как полевых, так и камеральных являются нормативно-техническая документация ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», ГОСТ 12.0.003-74 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация», ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов», ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами,

					Анализ современных методов диагностики промысловых нефтепроводов в процессе их эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.						91
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ ар. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

ГОСТ 24856-2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения», ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные», ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности», ГОСТ Р 55611-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения», ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые», ГОСТ Р 55725-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые пьезоэлектрические. Общие технические требования», ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Методы измерений твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия», ГОСТ Р 55808-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Методы испытаний», ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов головных сооружений», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», ГОСТ Р 55809-2013 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров», РД 153-39.4-054-00 «Основные правила определения остаточного ресурса и количественных значений показателей надежности арматуры нефте и продуктопроводов после ее капитального ремонта», РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов», СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия», СНиП 2.04.12-86 «Расчет на прочность стальных трубопроводов».

Для проведения анализа средств обследования и выявления недостатков и преимуществ методов были рассмотрены: Интернет-портал <http://watersound.ru/> дата обращения: 05.05.2016г., <http://testex-ndt.com/>, дата обращения: 09.05.2016г, Общество технического надзора «Diex» <http://www.tuev-dieks.com/> Дата обращения: 15.05.2016г.

Систематизация и изучение результатов проведенных экспертиз, позволяют искать новые методики диагностики и совершенствовать программу, что в

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

свою очередь позволяет увеличить точность, упростить процесс, и уменьшить затраты на определение технического состояния трубопроводов.

1. Объекты и методы исследования

1.1 Промысловые трубопроводы

Трубопровод - инженерное сооружение, которое состоит из плотно соединенных между собой труб, фасонных деталей трубопроводов, запорной и регулирующей аппаратуры, контрольно-измерительных приборов, средств систем автоматики, опор и подвесок, крепежных деталей, прокладок, предназначенное для транспортировки различных газообразных и жидких веществ, пылевидных и разжиженных масс, а также твёрдого топлива и иных твёрдых веществ в виде раствора в результате воздействия разницы давлений, существующих в поперечных сечениях трубы. Различают газо-, нефте-, водопроводы.

В зависимости от назначения можно выделить:

- Технологические;
- Санитарно-технические;
- Магистральные;
- Продуктопроводы;
- Промысловые;

Технологические трубопроводы - предназначены для транспорта различных веществ в пределах промышленного предприятия или группы этих предприятий (полуфабрикатов, сырья, реагентов, и др.), необходимых для технологического процесса или эксплуатации оборудования.

Магистральные трубопроводы - предназначены для транспортировки товарной нефти и нефтепродуктов (в том числе стабильного конденсата и бензина) из районов их добычи (от промыслов) производства или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ). Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром

					Анализ современных методов диагностики промысловых нефтепроводов в процессе их эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Объекты и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.						
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

трубопровода от 219 до 1400 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа;

Продуктопроводы предназначены для перекачки продуктов химической переработки нефти или газа, таких как: этан, этилен, пропилен, аммиак, бензин и т.п.

Санитарно-технические трубопроводы предназначены для нормального функционирования жилых и административных зданий, объектов культурно-бытового назначения и промышленных предприятий. Имеют небольшой диаметр, не больше 100 мм, и большее число разъемных соединений.

Промысловый нефтепровод – система трубопроводов, которая используется для транспорта добываемого продукта от скважины к центральному пункту сбора нефти (ЦСП).

Промысловые трубопроводы подразделяются на виды:

Выкидная линия - промысловый нефтепровод, проходящий от скважины до замерной установки (АГЗУ, ГЗУ). Предназначается для транспорта добываемого продукта (нефти с попутной эмульсией и газом) или для транспортировки ремонтно-замерочного оборудования к устью скважины (последнее часто применяется при разработке морских месторождений).

Протяженность выкидных линий зависит от плотности разработки месторождения - от нескольких метров в пределах одного куста до нескольких километров - от одиночных скважин

Нефтяные сборные коллекторы - (нефтегазосборный трубопровод) промысловый нефтепровод от замерной установки (АГЗУ, ГЗУ) до ЦСП (центрального пункта сбора), ДНС (дожимной насосной станции), установки по подготовке нефти. Также транспортировки продукта добычи от скважины к центральному пункту сбора нефти (НСП).

В зависимости от условного давления среды трубопроводы подразделяют:

- Вакуумные, работающие при абсолютном давлении ($P < 0,1$ МПа);
- Низкого давления (P от 0,1 до 1,5 МПа);

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

- Среднего давления (Р от 1,5 до 10 МПа);
- Высокого давления (Р > 10 МПа);
- Безнапорные, работающие без избыточного давления («самотеком»);

По степени агрессивности транспортируемой среды:

- Малоагрессивная среда (скорость коррозии менее 0,1 мм/год);
- Среднеагрессивная среда (скорость коррозии 0,1-0,5 мм/год);
- Высокоагрессивная среда (Скорость коррозии более 0,5 мм/год);

По роду транспортируемого вещества разделяют на нефтепроводы, газопроводы, водопроводы и др.

1.2 Характеристика Самотлорского нефтяного месторождения

1.2.1 Характеристика Самотлорского нефтяного месторождения

Несмотря на то, что месторождение открыто в 1965 году, его годовая добыча составляет 22,0 млн тонн нефти.

Надежность поставок нефти потребителям Российской Федерации и на экспорт обеспечивается комплексом ремонтно-профилактических работ и резервом. Однако резервы уменьшаются по мере ухудшения технического состояния из-за недостаточных объемов ремонтных работ. Поэтому актуальность поддержания требуемого уровня надежности очевидна.

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

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

Аварийность на нефтепроводах за последние годы стабилизировалась на уровне 0,1-0,22 случая на 1000 км за счет увеличения объемов контроля и ремонта выявленных дефектов, а также снижения рабочего давления на аварийных участках. Учитывая планируемую, дальнейшая добыча нефти, возникает потребность либо конструировать, либо продлевать срок эксплуатации системы нефтепроводов.

Трубопроводы в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность) подразделяются на группы среды (А, Б, В) и в зависимости от расчетных параметров среды (давления и температуры) - на пять категорий (I, II, III, IV, V).

Из вышеперечисленного можно заключить, что несущая способность трубопровода, его эксплуатационная надежность определяется в первую очередь силовыми факторами, свойствами и качеством металла труб, а также способность. Сопротивляться зарождению и росту трещин в условиях воздействия механических нагрузок и коррозионно-активных сред. Влияние коррозионно-активных сред, колебаний температуры, рабочих нагрузок и напряжений изменяют с течением времени структуру и свойства эксплуатируемого металла в сравнении с его исходными характеристиками.

Эти изменения являются основной диагностики технического состояния действующих трубопроводов. А также, они обязательно учитываются в расчетах остаточного ресурса труб, назначением ремонта, принятии решений о замене участков трубопровода с повышенной опасностью преждевременного разрушения.

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



Рис. Карта Ханты-Мансийского автономного округа

1.2.2 Физико-географические условия

Нефтяная промышленность России создавалась высокими темпами в 70-х и 80-х годах XX века, став крупнейшим производителем, транспортировщиком и продавцом природного газа в мире.

В 2012 году Россия занимала 3-е место в мире по добычи нефти, было добыто 518 млн тонн нефти.

Крупнейшими нефтяными месторождениями на сегодняшний день являются Самотлорское, Приобское, Ромашкинское.

Объектами исследования и определения технического состояния в нашей работе являются технологические трубопроводы Самотлорского нефтяного месторождения, на площадках насосных станций ().

Площадь участка Самотлора, разработку которого ведет Самотлорнефтегаз, — 1751 кв. м. На месторождении около 8300 добывающих и более 2700 нагнетательных скважин, оснащенных новейшим высокотехнологичным оборудованием. Протяженность нефтепроводов — 1140 км, водоводов — 1223 км, других трубопроводов — 2833 км. Самотлорское нефтяное месторождение- это крупнейшее в России и 6-е по размеру в мире нефтяное месторождение. Месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи Нижневартовска.

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

Ханты-Мансийский автономный округ один из богатейших природных ресурсов регионов страны. Здесь открыта уникальная нефтегазоносная провинция. На территории района сконцентрированы огромные запасы каменного и бурого угля, железных руд и руд цветных металлов. В районе имеются крупные запасы торфа, так же сконцентрированы большие запасы древесины, преимущественно хвойных пород. По запасам рыбы такой регион как Западную Сибирь, куда входит ХМАО, относят к богатейшим районам России. Область обладает также значительными запасами пушнины.

Нефть и газ, добываемые в округе, имеют высокое качество. Нефть отличается легкостью, малосернистостью имеет большой выход лёгких фракций, в ее состав входит попутный газ, являющийся ценным химическим сырьём. Газ содержит 97% метана, редкие газы и вместе с тем в нём отсутствует сера, мало азота и углекислоты. Залежи нефти и газа на глубинах до 3-х тысяч метров в мягких, но устойчивых, легко буримых породах отличаются значительной концентрацией запасов. Затраты на добычу 1 тонны условного топлива природного газа являются самыми низкими по сравнению со всеми другими видами топлива. Добыча нефти сосредоточена в основном в Среднем Приобье. Ближайшие отечественные заводы по переработке нефтегазового сырья находятся в Омском, Тобольском и Томском промышленных узлах, крупные комплексы по переработке нефти и газа создаются в Тобольске и Томске.

В географическом отношении нефтегазодобывающий район и трассы нефтегазопроводов относят к таежной зоне, характеризуется умеренно, континентальным климатом. Так же характерны продолжительная зима и короткое лето. Снежный покров держится долго: с ноября по май (200-210 дней). Тёплый период — непродолжительный (100-110 дней), а лето короткое (70-80 дней). Средняя температура воздуха в зимний период от -22,0°С до -24,0 °С; средняя температура воздуха в тёплый период соответственно от 16,0 °С до 17,0 °С, средняя годовая температура составляет -1 °С! Весна в Нижневартовске прохладнее чем осень. Влажность в среднем составляет 73%.

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

Годовое количество осадков в данном районе колеблется от 448 до 669 мм, причем 70 % их приходится на летний период.

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

Вывод по разделу 1

На основе данных физико-географических условий, можно констатировать, что трубопроводы Самотлорского месторождения больше подвержены риску аварий, поскольку используются в сложных климатических и гидрогеологических условиях.

Трубопроводы, проложенные на болотах, с ходом времени меняют своё первоначальное положение. Это объяснимо сильной сжимаемостью торфяных (болотистых) грунтов под действием даже незначительных уплотняющих нагрузок.

В эксплуатационный период в трубопроводе возникают продольные усилия. Из-за них возникают значительные поперечные перемещения труб, что в свою очередь создает дополнительное напряжение и нагрузку металла.

Высокая влажность и болотистая местность способствуют возникновению коррозий и стресс-коррозий, так как являются достаточно агрессивными средами для трубопроводов.

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

2. Методы определения технического состояния трубопровода

2.1 Цель экспертизы промышленной безопасности

Цель экспертизы промышленной безопасности - это определение соответствия технологических трубопроводов предъявляемым к ним требованиям промышленной безопасности, установленных в руководстве 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), ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», нормах и правилах в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. приказом № 101 от 12 марта 2013 года (с изменениями от 31 декабря 2014 года)) и других нормативных документах, и нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, а так же определение возможности и условий дальнейшей эксплуатации. Поэтому говоря о целях определения технического состояния очень важно понимать, что этот процесс по сути - комплекс работ.

2.2 Порядок проведения экспертизы

Работы по определению и анализу технического состояния трубопровода проводятся с разрешения руководства предприятия владельца, при условии, что все члены экспертной комиссии прошли инструктаж по технике безопасности и противопожарной безопасности. Последовательность, состав и содержание работ проводится с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», РД 39-132-94 «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные.

					Анализ современных методов диагностики промысловых нефтепроводов в процессе их эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Методы определения технического состояния трубопровода		Лит.	Лист
Руковод.		Богданов А.Л.						
Консульт.		Брусник О.В.					ТПУ ар. 2Б2Б	
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Порядок следующий:

1. Анализ технической документации

Анализ эксплуатационно-технической документации проводится с целью ознакомления с конструкцией и технологическим режимом работы контролируемого технологического трубопровода, выявления мест (зон) возможного появления дефектов при эксплуатации, причин и механизма их возникновения, определения мест их расположения. В процессе анализа составляется технологическая схема трубопровода с расположением зон и участков контроля.

2. Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль)

2.1 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) линейной части технологических трубопроводов

Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) проводится с целью выявления поверхностных дефектов (трещин в сварных швах и основном металле, свищей и пористости швов, подрезов, наплывов, прожогов, незаплавленных кратеров, смещений и уводов кромок стыкуемых элементов свыше норм, механических повреждений, расслоений и закатов основного металла, коррозионных повреждений, изменений геометрических форм), которые могли возникнуть при изготовлении, транспортировке, монтаже и в процессе эксплуатации трубопроводов.

2.2 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) запорной арматуры трубопроводов

Контроль запорной арматуры проводится для выявления несоответствий требованиям руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», выявления

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нарушений герметичности разъемных соединений и сальниковых уплотнений, выявления дефектов поверхности корпусных деталей и сварных соединений, выявления дефектов фланцевых соединений и крепежных деталей, выявления отступлений от проектных решений и других дефектов опорных конструкций, выявления отсутствия соответствующих маркировок (указателей), выявления нарушений сборки фланцевых соединений, проверки комплектности запорной арматуры и качества затяжки разъемных соединений.

2.3 Внешний осмотр (визуально-измерительный контроль) опор технологических трубопроводов

Контроль опор проводится для выявления несоответствий требованиям руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», выявления отклонений опор от вертикальности, выявления сколов, трещин в сваях, разрушений свай и эрозионного выветривания, выявления отступлений от проектных решений, выявления зазоров/перекосов между неподвижной опорой и скользящим элементом (провисаний трубопровода), выявления видимых деформаций, выявления смещения подушек опор за пределы площади, выявления установленных прокладок между трубой и подушкой опор для обеспечения необходимого уклона трубопровода, выявления отсутствия целостности сварных соединений опорных конструкций (трещин в зоне сварного соединения неподвижной опоры и «башмака»), выявления отсутствия целостности соединения неподвижной опоры с «башмаком» и строительным сооружением (конструкцией), выявления отсутствия расстояния менее 50 мм от поперечных сварных соединений до опор для труб диаметром менее 50 мм и менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм, выявления коррозионных повреждений.

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Вихретоковый контроль

Вихретоковый контроль системой PS-2000 фирмы TestTex (США) проводится с целью выявления и количественной оценки дефектов типа коррозионного утонения стенки и трещин, как основного металла, так и сварных соединений путем бесконтактного сплошного сканирования трубопровода через покрытие. Сканирование проводится на контрольных участках, подготовленных для установки надувных EFC колец системы Wavemaker G3. Сканирование проводится перед установкой кольца для того чтобы убедиться в отсутствии дефектов в месте установки кольца для исключения искажений данных, полученных в результате длинноволновой диагностики. Так же данная система используется для подтверждения и локализации дефектов, выявленных системой длинноволновой диагностики Wavemaker G3, для сканирования участков, где использование системы длинноволновой диагностики затруднено (сильно корродированных труб, длиной менее 15-20 метров).

4. Ультразвуковой контроль (метод направленных волн Wavemaker G3)

Контроль технологического трубопровода методом направленных волн проводится с целью оперативного обнаружения коррозии и других дефектов на внутренних и наружных стенках протяженных участков трубопровода, расположенных в труднодоступных местах (на высоте, под изоляцией, под землей и т.д.). Количество контрольных участков на технологическом трубопроводе выбирается в зависимости от проконтролированной длины за одно сканирование (длина участка зависела напрямую от состояния трубопровода). Причем выбор каждого последующего контрольного участка трубопровода производился из условия, что так называемая «мертвая зона» (место установки надувного кольца и прилегающая к нему область ± 500 мм) предыдущего контрольного участка будет перекрыта (просканирована) каждым последующим. На сильно корродированных (или подземных) участках обследованного трубопровода с сильным затуханием ультразвуковых волн и ослаблением направленной энергии, расстояния между контрольными участками сокращаются до величины,

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

необходимой, чтобы вся поверхность контролируемого трубопровода была обследована.

5. Ультразвуковая толщинометрия

Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ), сканирование (УЗС) проводится с целью определения остаточных (фактических на момент контроля) толщин стенок трубопровода, фасонных деталей, корпусов литых задвижек (запорной арматуры) и сравнение их с отбраковочными величинами. Замеры толщины проводятся по наружной поверхности. Выбор мест для замера толщин трубопровода выбирается по результатам обследования системой экспресс диагностики Wavemaker G3 или TesTex, P 150EM. Ультразвуковая толщинометрия проводится на всех контрольных участках, подготовленных для установки надувных колец EFC системы Wavemaker G3, местах выявления отклонений толщины стенки от номинальной при проведении вихретокового контроля и на 100%-ах запорной арматуры, установленной на обследуемом трубопроводе. Контроль толщины запорной арматуры проводится в объеме: не менее 2-х измерений на крышке, не менее 2-х измерений на обеих цилиндрических частях корпуса, присоединяемых к трубопроводу, не менее 5-ти измерений центральной части корпуса.

6. Ультразвуковой контроль сварных соединений

Ультразвуковой контроль сварных соединений проводится с целью выявления внутренних дефектов, определения их вида и оценки. Выбор мест для проведения ультразвукового контроля сварных швов трубопровода проводится выборочно и по результатам визуально-измерительного контроля.

7. Определение твердости металла

Замеры твердости производятся с целью косвенной оценки прочностных характеристик и выявления элементов технологического трубопровода с явно выраженными отклонениями прочностных характеристик от стандартных значений. Измерения проводят в местах,

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подготовленных для ультразвуковой толщинометрии. В каждой точке производилось не менее трех измерений.

8. Результаты ультразвуковой толщинометрии стенок элементов линейной части технологических трубопроводов

По результатам ультразвуковой толщинометрии линейной части технологического трубопровода составляются акты и устанавливается, соответствуют ли толщины стенок отбраковочным значениям и удовлетворяют ли требования руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

9. Результаты ультразвуковой толщинометрии стенок запорных устройств технологического трубопровода

По результатам ультразвуковой толщинометрии запорной арматуры технологического трубопровода составляются акты и устанавливается, соответствуют ли толщины стенок отбраковочным значениям и удовлетворяют ли требования руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах», РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».

10. Поверочный расчет на прочность

Поверочный расчет на прочность трубопровода производится по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сооружений» и запорной арматуры по РД 38.13.004-86 «Эксплуатация и ремонт технологических трубопроводов до 10,0 МПа (100 кг/см²)» с целью определения толщин стенок технологического трубопровода и запорной арматуры, обеспечивающих безопасную эксплуатацию. Так же используются отбраковочные значения, указанные в руководстве по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

11. Оценка остаточного ресурса

Расчет остаточного ресурса технологического трубопровода проводится по минимальным фактическим толщинам стенок технологического трубопровода и запорной арматуры на каждом контрольном участке, определенным по результатам проведенной ультразвуковой толщинометрии. Расчет остаточного ресурса проводится по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений»

Следует помнить, что данный порядок составлен специально для трубопроводов Самотлорского месторождения в соответствии с требованиями НД и может быть изменен в зависимости от различных условий, характеристик трубопровода и других факторов.

2.3 Проведение полевых и камеральных работ по экспертизе технологических трубопроводов

2.3.1 Методы контроля и диагностирования трубопровода

Диагностирование технологического состояния осуществляется с применением как классических, так и инновационных методов неразрушающего контроля с применением приборов диагностики сканирующего типа Wavemaker G3, Teletest Fokus Plus (Великобритания) и PS-2000, Prodigy 8C, Falcon фирмы TesTex (США), а также Р 150ЕМ фирмы Innospection (Германия).

В процессе проведения диагностики осуществляется определение соответствия объекта экспертизы предъявляемым к нему требованиям

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

промышленной безопасности. Результатом данной работы является заключение экспертизы промышленной безопасности на трубопровод.

Основным критерием, по которому определяется срок службы трубопровода, является фактическое техническое состояние технологического трубопровода и скорость коррозионного и эрозионного износа, степень механических повреждений и физические свойства металла обследуемого трубопровода.

2.3.2 Визуально-измерительный контроль (ВИК) элементов трубопроводов и состояния изоляции

Контроль состояния антикоррозионного, изоляционного и теплоизоляционного покрытия заключается в регистрации и оценки нарушений покрытий трубопроводов на открытых участках и в шурфах.

При визуальном контроле устанавливается наличие механических повреждений защитного покрытия, гофров, перекосов, морщин, отвисаний, шелушения, отслоений покрытия от металла трубы, наличия коррозионных повреждений и наличие влаги под изоляцией.

Трубопроводы без теплоизоляции в доступных для осмотра местах подвергаются визуально-измерительному контролю в объеме 100 % (основной металл, сварные соединения, запорная и регулирующая арматура, опорные конструкции).

Освещенность контролируемой поверхности должна быть достаточной, но не менее 500 Лк. Для проведения контроля должен быть обеспечен достаточный обзор для специалиста. Подлежащая контролю поверхность должна рассматриваться под углом более 30° к плоскости объекта контроля и с расстояния до 600 мм.

Результаты ВИК отражаются в протоколах непосредственно на месте проведения полевых работ, а затем переносятся в акты по ВИК, а дефектные участки наносятся на схему контроля трубопровода, с приложением соответствующего фотоматериала и привязкой к опорным точкам (запорной арматуре, фасонным деталям, опорам и т.д.).

Для проведения работ по ВИК применяется следующий инструмент:

- Фара ручная взрывозащищенная светодиодная модернизированная ГОСТ Р 51330.13-99 (рис. 1);
- Лупа измерительная ЛИ 10х по ТУ 3-3.1.125-81 для просмотра дефектов и замера их линейных размеров (рис. 2, а);

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Штангенциркуль ШЦ-1-125-0.1, КТ2 № SL2011060131190 по ГОСТ 166-89 для наружных и внутренних измерений составных частей трубопровода (Рис. 2, б);
- Кронциркуль для измерений линейных размеров составных частей трубопровода;
- Универсальный шаблон Красовского УШК-1 для контроля тавровых, нахлесточных и стыковых сварных соединений (рис 2, в);
- Универсальный шаблон сварщика УШС-2 по СТБ 1133-98 для измерения катета угловых сварных соединений (рис 2, г);
- Универсальный шаблон сварщика УШС-3 по ТУ 3936-050-00221190 для контроля элементов разделки под сварной шов, электродов и элементов сварного шва (рис 2, д);
- Угольник поверочный УП 150х100-90° по ГОСТ 3749-77 для замеров длин и углов (рис 2, е);
- Линейка измерительная металлическая Л 300 по ГОСТ 427-75 для измерения длин и размеров деталей составных частей трубопровода (рис 2, ж);
- Рулетка измерительная металлическая «ЭНКОР» по ГОСТ 7502-98 для измерения длин (рис 2, з);
- Набор радиусных шаблонов №1, №3 для измерения катетов угловых швов (рис 2, и);
- Набор щупов № 4 по ГОСТ 882-75 для измерения зазоров (рис 2, к);
- 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.



Рис 1. Фара взрывозащищенная ФР-ВС «Эстон 3»



Рис 2. Комплект для визуального измерительного контроля: 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;

2.3.3 Вихретоковый контроль системами PS-2000, Prodigy 8C.

Вихретоковый контроль - неразрушающий контроль, основанный на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых в объекте контроля этим полем. (ГОСТ 24289-80 Контроль неразрушающий вихретоковый.)

В общем виде данный метод выглядит следующим образом. При воздействии переменного электромагнитного поля в металле исследуемой детали возникают так называемые вихревые токи. Они создают собственное электромагнитное поле, которое противодействует внешнему полю. Появление поля вихревых токов фиксируется измерительной катушкой. Все нарушения однородности контролируемого изделия мгновенно увеличивают

электрическое сопротивление поверхностного слоя металла, что приводит к ослаблению вихревых токов. При регистрации напряжения и сопротивления на катушках, появляется необходимая информация о свойствах объекта, а также о его положении относительно преобразователя.

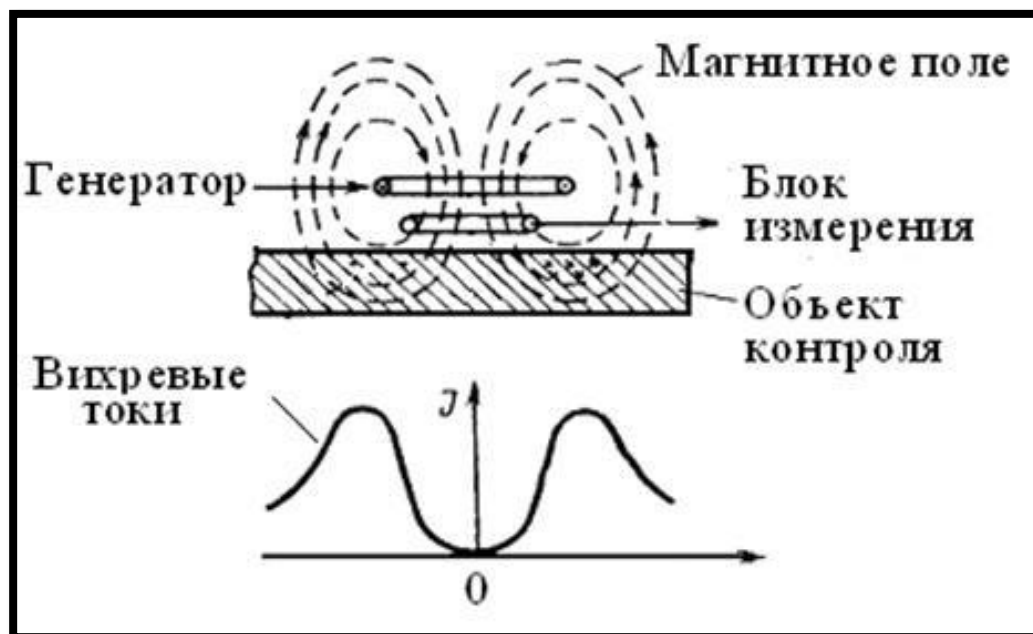


Рис. 16. Вихретоковый метод

Важной особенностью вихретокового метода неразрушающего контроля является то, что его проведение возможно без контакта объекта и преобразователя - их взаимодействие происходит на тех расстояниях, которые необходимы для свободного движения преобразователя относительно объекта (от долей миллиметра). Это дает возможность получать качественные результаты контроля даже при очень высоких скоростях исследуемых объектов. Этот метод пригоден для обнаружения таких дефектов как коррозия, износ, эрозия, питтинг, трещины, повреждения и утончение стенок.

Система вихретокового контроля.

Вихретоковый контроль основного металла и сварных соединений производится системами PS-2000, Prodigy 8C.

Система TS/PS-2000 разработана для сплошного неразрушающего контроля трубопроводов различного назначения с внешней стороны, трубчатых поверхностей нагрева котлов, змеевиков технологических печей, сосудов и многих других задач.



Рис. 17. Система контроля TS/PS-2000

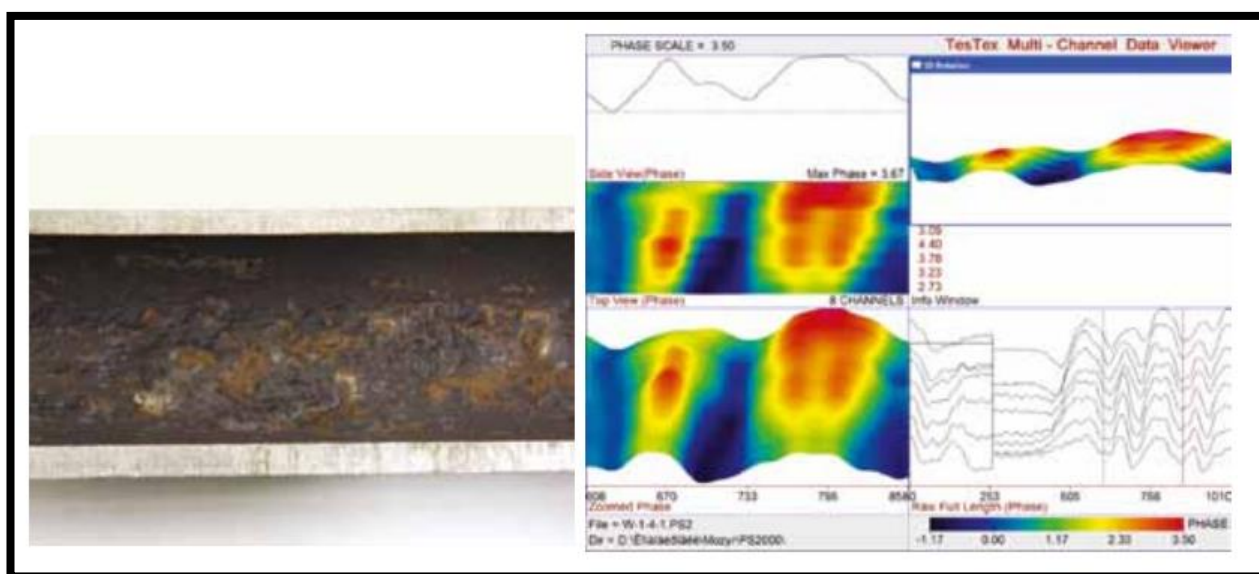


Рис. Сигнал от сплошной коррозии

Система Prodigy 8C предназначена для сплошного неразрушающего контроля трубопроводов различного назначения с внешней стороны.



Рис. 18. Система Prodigy 8C
Prodigy 8C совместима с любыми 8-ми канальными сканерами систем TS/PS.

Работа с системой.

Настраивается чувствительность системы на калибровочном образце, содержащем утонения различной глубины. Используются калибровочные образцы, соответствующие объекту контроля по диаметру, толщине стенки и марке стали (В памяти прибора уже есть сохраненные калибровки). Глубина искусственных утонений выбирается в зависимости от минимальной глубины дефекта, который должен быть обнаружен при контроле. Минимальная глубина обнаруживаемого утонения — 5% от номинального значения толщины стенки трубы.

Далее труба прокатывается датчиком, обнаруженные утонения локализируются с помощью ультразвуковой толщинометрии. Далее производятся расчеты утонений (допустимое, дефект 1-го года, недопустимый дефект), расчет остаточного ресурса и заносятся в заключение экспертизы промышленной безопасности.

2.3.4 Контроль промышленного трубопровода методом направленных волн системой диагностики Wavemaker

Общая информация

Система длинноволновой ультразвуковой экспресс-диагностики Wavemaker применяется в целях повышения эффективности и детальности обследования трубопроводов. В системе контроля труб Wavemaker используются направленные ультразвуковые волны для проверки протяженных участков трубопроводов (от 10 до 100 м) с целью обнаружения дефектов: коррозионного износа, трещин, механических повреждений и т.д. Данный метод позволяет производить быструю оценку общего состояния больших участков трубопровода без вывода его из эксплуатации.

Ультразвуковой метод контроля протяжённых объектов основан на свойстве направленных волн распространяться на большие расстояния от места

установки датчиков, и отражаться от любого изменения площади поперечного сечения трубы, таких как коррозионные повреждения, трещины, локальные и протяжённые дефекты, а также конструктивных элементов трубопровода – сварных швов, отводов, врезок, опор и т.д.

Благодаря этому свойству можно не только определить местонахождение тех или иных конструктивных элементов на труднодоступных участках трубопроводов, но и определить наличие дефектов в сварных швах, под опорами, на прямых участках и оценить их потенциальную опасность, что играет значительную роль при проведении экспертного обследования.



Рис. 4. Средства экспресс диагностики Wavemaker

Работа с системой.

При работе с системой зачистка до металлического блеска поверхности трубопровода и контактная жидкость не требуются. На тело трубы устанавливается кольцо (установка занимает 5-10 минут). Электронный блок формирует импульсы различной частоты, поступающие на кольцевой блок преобразователей, который в свою очередь возбуждает в металле трубы низкочастотные ультразвуковые колебания, волны распространяются во всем объеме контролируемого объекта в обе стороны от кольца. Преобразователи, установленные для излучения в круговом направлении, образуют поперечные волны. Преобразователи, установленные для излучения в осевом направлении, образуют продольные волны. Процесс сбора данных занимает до 5 минут и осуществляется как при помощи переносного компьютера, так и без него – с сохранением данных в памяти прибора. Анализ результатов может проводиться в полевых или камеральных условиях.



Рис. 7.
системы

Установка
диагностики

на контролируемый объект

Результаты контроля.

Типичный результат контроля в программе WavePro выглядит так, как показано на рис. . По горизонтальной оси отложено расстояние в обе стороны от места установки кольца с преобразователями. Нулевая точка соответствует точке установки кольца, в правую сторону – положительное направление оси координат, в левую – отрицательное. По вертикальной оси отложена амплитуда сигнала. Зеленым цветом обозначено место установки кольца преобразователей. На базе диаграммы программа автоматически создает отчет с указанием координат дефектов, сварных швов и других особенностей трубопровода. Для упрощения интерпретации результатов программа содержит функцию развертки, позволяющую определить расположение дефекта по окружности (рис.).

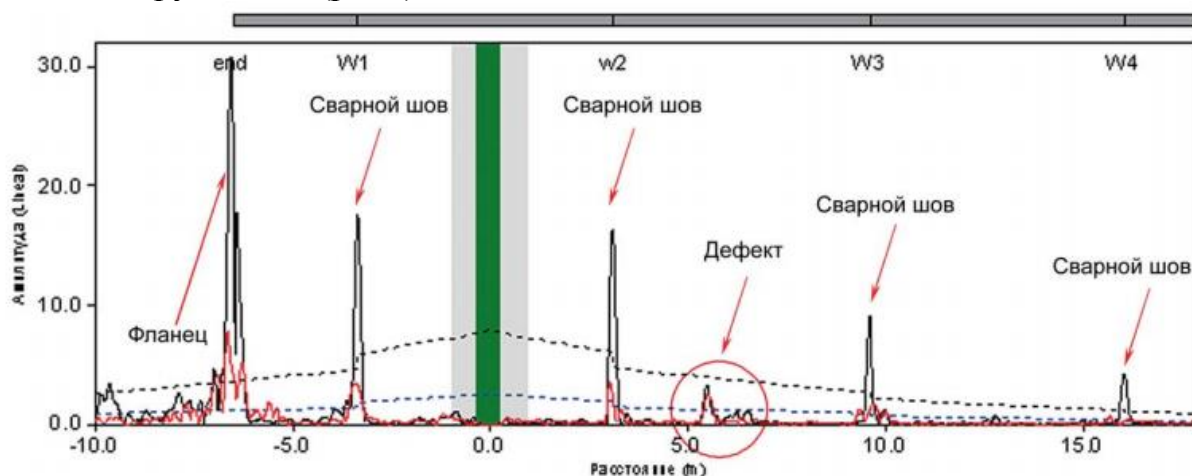


Рис. 8. Результат контроля.

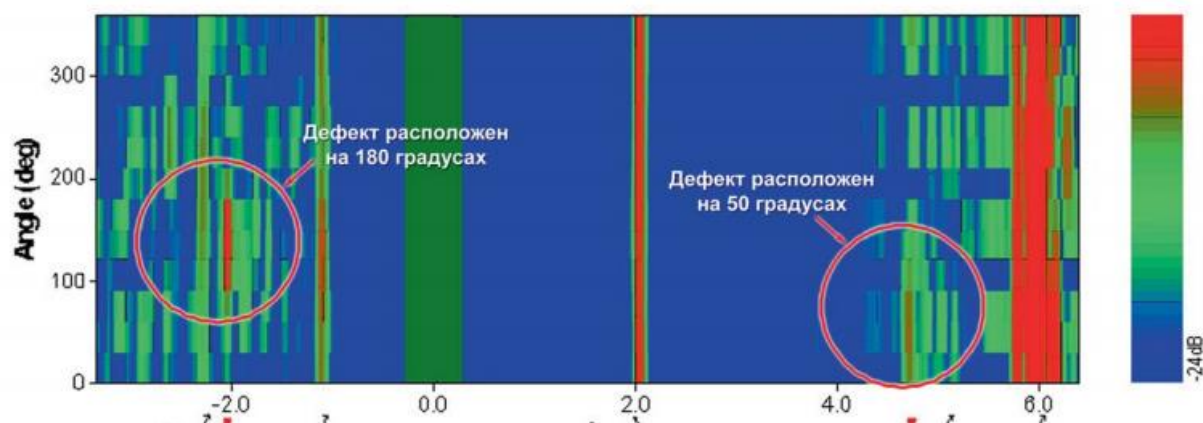


Рис.9. Развертка результата контроля.

Технические характеристики систем Wavemaker:

- Диаметр трубы от 38 до 1800 мм;
- Толщина трубы до 44 мм;
- Допустимая температура поверхности трубы от -20 до +125С;
- Материал труб – перлитная, аустенитная сталь и другие металлы;
- Минимальный зазор для установки кольца с преобразователями 65 мм;
- Время на сбор и анализ данных для одного положения кольца 15 минут;
- Минимальная чувствительность 2% от площади поперечного сечения трубы;
- Зона контроля от 30 до 180 м (в зависимости от материала покрытия, наличия и типа продукта в трубопроводе, других факторов);
- Частотный диапазон 5-300 КГц;
- Предельная допускаемая относительная погрешность измерения расстояния до дефекта $\pm 3\%$;

2.3.6 Ультразвуковая толщинометрия, сканирование толщин стенок

Ультразвуковую толщинометрию, сканирование проводят с целью оценки фактического на момент контроля значения толщины стенок трубопровода, фасонных деталей, корпусов литых задвижек (запорной арматуры) и сравнение их с отбраковочными величинами. Замеры толщины проводятся по наружной поверхности.

В ультразвуковой дефектоскопии для контроля материалов и изделий используются преобразователи, возбуждающие в объекте контроля волны различных типов в зависимости от поставленной задачи. Акустическая волна, проходя через границу раздела двух сред частично отражается, а частично проходит. Это отражение фиксируется прибором и выдается результат

Принцип работы.

Принцип работы толщиномера и сканера основан на ультразвуковом импульсном эхо-методе измерения, который использует свойства ультразвуковых колебаний отражаться от границы раздела сред с разными

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

акустическими свойствами. Электронный блок вырабатывает запускающий импульс, подаваемый на излучающую пластину акустического преобразователя, которая излучает импульс УЗК через линию задержки в изделие. Импульс УЗК распространяется в изделии до внутренней поверхности изделия, отражается от нее, распространяется в противоположном направлении и, пройдя линию задержки, принимается приемной пластиной. Время распространения УЗК связано с толщиной изделия. Принятый импульс усиливается и подается на вход блока обработки информации, который формирует цифровой код N, пропорциональный времени распространения импульса в изделии с учетом времени распространения в линиях задержки, после чего встроенная микро-ЭВМ вычисляет толщину измеряемого изделия. Вычисленное значение T индицируется на индикаторе.

Принцип работы:

1. Прибор генерирует ультразвуковой импульс;
2. Ультразвуковой импульс, излучаемый преобразователем, передаётся к поверхности объекта контроля;
3. Импульс проникает в объект контроля;
4. Импульс проходит до противоположной поверхности и отражается от неё;
5. Импульс возвращается обратно к преобразователю через материал объекта контроля;
6. Ультразвуковой импульс передаётся от поверхности объекта контроля в преобразователь;
7. Принятый отражённый импульс измеряется прибором;

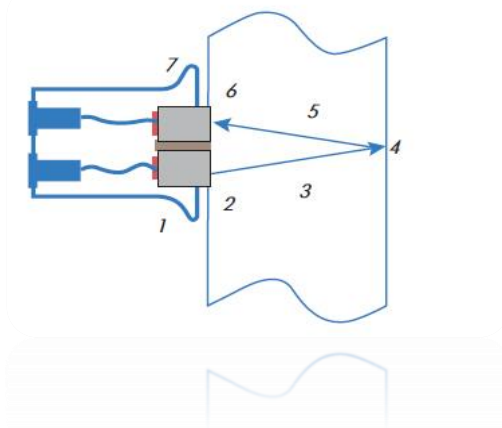


Рис. 10. Принцип работы толщиномера.

Ультразвуковые толщиномеры.

Ультразвуковые толщиномеры предназначены для измерения толщины изделий. Толщиномер должен обеспечить максимально точное измерение времени прихода отраженного (донного) сигнала t , вычесть из него время пробега импульса в преобразователе, соединительном кабеле и слое контактной жидкости t_0 и вычислить толщину по формуле

$$S=0,5 \cdot C \cdot (\tau - \tau_0);$$

Где τ - время прихода отраженного сигнала;

τ_0 - время пробега импульса в преобразователе, соединительном кабеле и слое контактной жидкости;

C - скорость звука;

Точность измерения толщины определяется точностью установки скорости звука C и определением времени пробега τ_0 .

Настройку скорости звука проводят на образце известной толщины из того же материала, что и контролируемое изделие при температуре, близкой к температуре изделия. Причем толщина образца должна быть больше, чем ожидаемая в процессе контроля. Настройку времени пробега ("нуля преобразователя") проводят на образце с толщиной меньше, чем ожидаемая.

Следует также помнить, что точность измерения сильно зависит от состояния контактной и донной (отражающей) поверхностей изделия, толщины и вязкости контактной жидкости. Таким образом, другое весьма важное требование при настройке толщиномера – контрольный образец должен иметь ту же шероховатость поверхности, что и изделие, и при контроле должна использоваться та же контактная жидкость. Наличие настройки усилителя в современных толщиномерах позволяет обеспечить надежную регистрацию донного сигнала за счет подавления структурных помех материала контролируемого изделия и собственных шумов преобразователя.

Для измерения толщины металла используется следующее оборудование

- ультразвуковые прецизионные толщиномеры Panametrics 37 DL Plus, Panametrics 38 DL Plus, Panametrics MG2-DL, Panametrics MG2-XT позволяющие производить измерение толщины металла через покрытие (отображение толщины покрытия и истинной толщины металла), в режиме эхо-эхо (отображение истинной толщины металла без учета толщины покрытия);



Рис. 11. Ультразвуковой толщиномер Panametrics 37 DL Plus

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ультразвуковую измерительную установку «Сканер» серии «Скаруч», позволяющую производить измерение толщины изделия в полуавтоматизированном режиме с автоматической фиксацией и расшифровкой результатов контроля;



Рис. 12. ультразвуковую измерительную установку «Сканер» серии «Скаруч»

- ультразвуковой толщиномер УТ-04 ЭМА (Дельта) позволяющий производить измерение толщины стенок с корродированными поверхностями без применения контактной жидкости через воздушный зазор или непроводящее покрытие (краска, лак, эмаль, пленка и т.д.);



Рис. 13. ультразвуковой толщиномер УТ-04 ЭМА (Дельта)

Для замеров толщины УТ-04 ЭМА (Дельта) используется сканирующее устройство, позволяющее получить толщинограмму профиля исследуемого объекта, при перемещении сканирующего устройства вдоль контролируемого изделия.

Выбор мест для замера толщин трубопровода выбирается по результатам обследования системой экспресс диагностики Wavemaker G3 или TesTex,.

Выбор мест для замера толщин запорной арматуры должен составлять: не менее 2-х измерений на крышке, не менее 2-х измерений на обеих цилиндрических частях корпуса, присоединяемых к трубопроводу, не менее 5-ти измерений центральной части корпуса. Подробная схема мест измерений приведена на рисунках 13 и 14.

Карта контрольных участков для проведения неразрушающего контроля

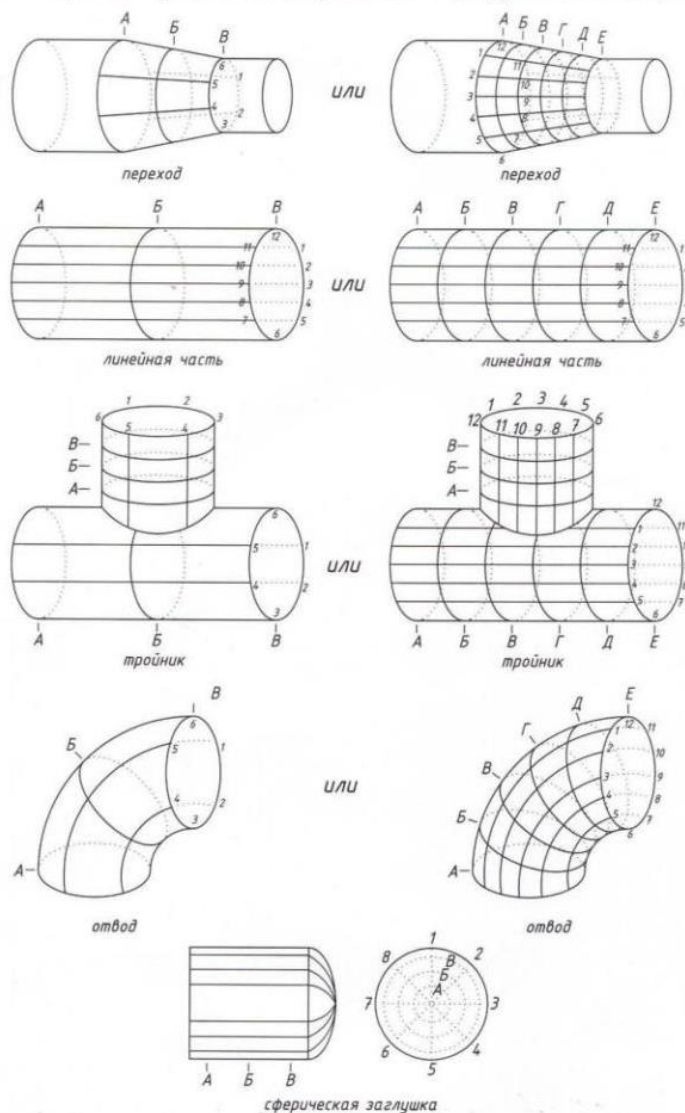


Рис. 14. Карта контрольных участков для проведения УЗТ

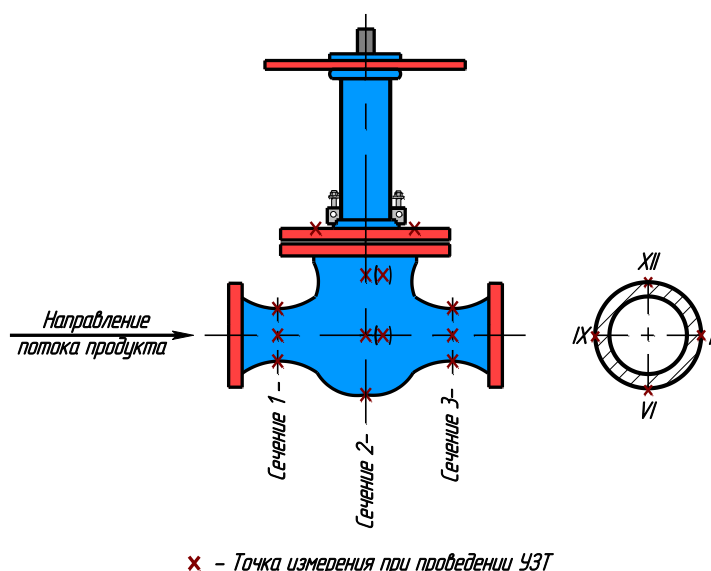


Рис. 15. Схема ультразвуковой толщинометрии запорной арматуры.

Толщинометрия считается одним из наиболее точных методов исследования. Однако при измерении толщины стенок необходимо иметь в виду, что точность измерений зависит от следующих факторов:

- Непараллельность поверхности стенок изделий;
- Шероховатость внешней и внутренней поверхностей может быть различной;
- Металл изделия может иметь структурные неоднородности, несплошности и другие металлургические дефекты;
- Качество акустического контакта, определяемого равномерностью усилия прижатия датчика.

Преимущества ультразвуковой толщинометрии:

- возможность сделать измерения толщины изделия в местах, недоступных для измерения толщины механическим измерительным инструментом;
- максимальная точность определения толщины объекта, без каких-либо повреждений;
- исключаются традиционные погрешности, а также погрешности, обусловленные объемным распределением электромагнито-динамических сил в поверхностном слое объекта контроля.

По результатам ультразвуковой толщинометрии определяют скорость коррозионного или коррозионно-эрозионного изнашивания стенок и устанавливают расчетом на прочность и допустимый срок эксплуатации изношенных элементов, уровень снижения рабочих параметров или сроки проведения восстановительного ремонта.

2.3.7 Оценка механических свойств металла трубопроводов

Для определения физических свойств металла проводится измерение твердости основного металла. Измерения проводятся в местах, подготовленных для проведения УЗТ или УЗС. В каждой точке производится

не менее трех замеров. Замеры твердости металла по данным измерений переносными приборами должны быть в пределах указанных в таблице 2.

Таблица 2

Марка стали	Допустимые пределы твердости основного металла, ед. НВ (*)	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, ед. НВ, не более
З	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
15ХМ	120 - 200	220
12Х1МФ, 15Х5М	120 - 200	220
20ЮЧ	120 - 200	220
15Х5МУ	120 - 200	220
15ХСНД	120 - 200	220

В случае получения результатов измерения твердости, не соответствующих требованиям стандартов, производится не менее двух дополнительных замеров на расстоянии 20-50 мм от точек, показавших неудовлетворительный результат. При подтверждении полученного значения твердости производится выявление размеров участка или длины шва с отклонениями от твердости. Количество дополнительных замеров твердости и их частоту определяют специалисты, проводящие диагностирование. Для измерения используются переносные динамические малогабаритные твердомеры типа Krautkramer DynaMic, ТЭМП-3 или ТДМ-2, предназначенные для экспрессного неразрушающего измерения и контроля твердости конструкционных, углеродистых и нержавеющей сталей, а также сплавов по шкалам Роквелла HRC и Бринелля НВ. Твердомер позволяет производить измерения твердости на любых изделиях, в том числе в труднодоступных зонах, на плоских и выпуклых поверхностях с радиусом кривизны не менее 15 мм, под различными углами.

Результаты замеров твердости основного металла составных частей технологического трубопровода заносятся в протоколы контроля непосредственно на месте проведения работ, а затем переносятся в акты по твердометрии и сравниваются с допустимыми пределами для каждой стали отдельно.

2.3.10 Оценка остаточного ресурса

Оценка технического состояния нефтепровода производится с учетом результатов обследования, выполнения ремонтно-восстановительных работ по устранению всех выявленных недопустимых дефектов и приведению участков нефтепроводов с недопустимыми дефектами в соответствие с требованиями проектных документов.

Расчет остаточного ресурса технологических трубопроводов проводился по минимальным фактическим толщинам стенок трубопровода на каждом контрольном участке, определенным по результатам проведенной ультразвуковой толщинометрии. Расчет остаточного ресурса проводится по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений».

Расчеты трубопроводов на прочность производятся в случаях отклонений фактических толщин стенки трубопроводов от проектных. По результатам расчета, в случае необходимости, устанавливаются ограничения рабочего давления в трубопроводе.

По каждому технологическому нефтепроводу проводится расчет остаточного ресурса по ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений».

Остаточный ресурс технологического трубопровода и запорной арматуры рассчитывается по формуле:

$$T_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отбр}}{V_{cp}},$$

где $T_{ост}$ - остаточный ресурс трубопровода (арматуры), лет;

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

$t_{отбр}$ - расчетная толщина стенки трубопровода (арматуры) при которой должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

V_{cp} - скорость коррозионного износа (арматуры), мм/год.

$$t_{min} = t_{изм} - t_{к.п.},$$

где $t_{изм}$ - минимальная измеренная толщина стенки трубопровода (арматуры), мм;

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

Выбор формулы для расчета минимально допустимой толщины стенки трубопровода и фасонных деталей по условию прочности:

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

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

Где

P - рабочее давление в трубопроводе, Па;

D_H - наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м;

n - коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

R_1 - расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, Па, определяемое по формуле $R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$

α - коэффициент несущей способности; $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы;

R_1^H - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па;

R_2^H - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па;

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: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов - 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т.п.) или токсичных, горючих, взрывоопасных жидкостей - 0,75; для инертных жидкостей - 0,9;

m_3 - коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1;

k_1 - коэффициент однородности материала труб, равный 0,8;

Расчет на прочность запорной арматуры проводился по формуле, приведенной в п.13.52 РД 38.13.004-86:

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

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.

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Трубопровод или его элементы подлежат браковке, если измеренная толщина стенки оказалась меньше величины отбраковочных значений, приведенных в руководстве по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов». Величина отбраковочных значений для труб и деталей трубопровода таблица 3. Величина отбраковочных значений для корпусов задвижек, вентилей, клапанов и литых деталей трубопровода таблица 4.

Таблица № 3

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 № 4

Условный проход, мм	80	100	125	150	200
Предельная отбраковочная толщина стенки, мм	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{T_{эксп}},$$

где $T_{эксп}$ - время эксплуатации технологического трубопровода (арматуры), лет;

t_n - исполнительная (номинальная) толщина стенки трубопровода (арматуры), мм;

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

Период времени до следующего технического обследования технологических нефтепроводов назначается равным минимальному значению ресурса минус один год, но не более 8 лет.

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.

Предельное состояния технологического трубопровода определяется техническими и экономическими параметрами.

2.3.11 Метод акустической томографии

Данный метод может являться альтернативой методу диагностики системой Wawemaker, либо использоваться совместно.

Метод акустической томографии базируется на вибрации отдельных элементов трубы под воздействием пульсации давления в трубопроводе и эмиссии сигналов акустических частот, которые распространяются по транспортируемой среде. Оценка технического состояния трубопровода осуществляется в соответствии с разработанными критериями, связывающими виброэмиссионные свойства дефекта с вероятностью образования течи.

С помощью данного метода можно выполнять диагностику трубопроводов надземной и подземной, канальной и безканальной прокладки диаметром от 80 мм, находящихся в режиме эксплуатации при внутреннем давлении более 0,25 МПа и при обязательном наличии тока транспортируемой среды по трубопроводу. Основной плюс применения данного метода заключается в отсутствии необходимости изменения давления при диагностике – трубопровод работает в обычном режиме.



Рисунок . Прибор «Каскад-3»

Работа с системой:

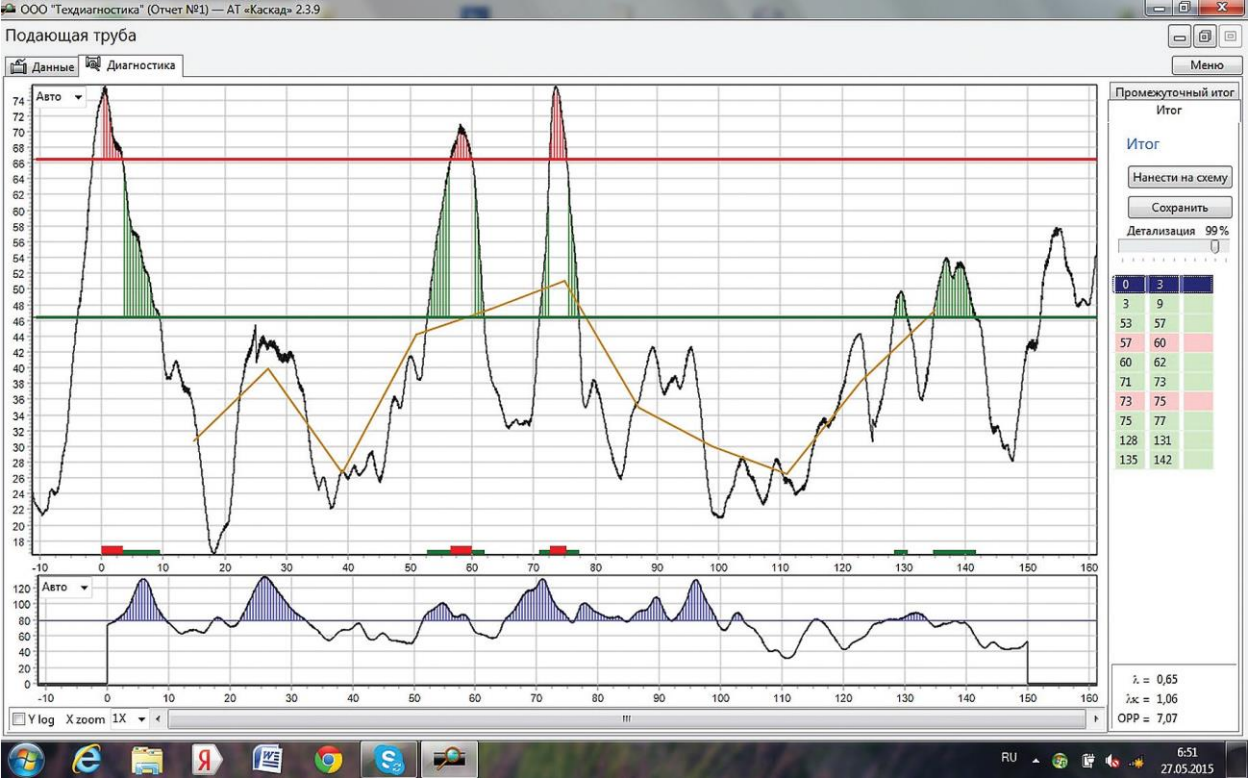
Для диагностирования трубопроводов методом акустической томографии используется прибор третьего поколения «Каскад-3». В перечень основных функций прибора входят синхронная (стерео) запись шума тока

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перекачиваемого продукта по трубопроводу; предварительное выделение полезного сигнала – частичное отсечение постороннего шума (рис.).

АТ-диагностика трубопровода выполняется следующим образом. Сначала подключаются датчики к блокам регистрации, последние подключаются к блоку управления и задаются режимы работы регистраторов. После этого дается команда «Старт» – начало рабочего режима. При этом блоки регистрации синхронизируются. Блок управления отсоединяется от блоков регистрации и последние разносятся рабочими по местам установки датчиков. Для удобства установки все датчики оборудованы магнитами. На блоках регистрации отображаются следующие процессы: обратный отсчет времени ожидания; режим записи; звуковой сигнал о необходимости перестановки датчиков. При завершении сеанса записи блоки регистрации автоматически отключаются, и прибор полностью готов к проведению записей на следующем участке.

Результаты контроля:



Рисунок

Результат контроля представлен на рисунке .

Нижний график позволяет определить наличие процесса внутренней коррозии трубы и места наиболее интенсивного его проявления. Верхний (основной) график предназначен для оценки технического состояния трубы. В данном случае анализируется уровень энергии излучения в каждом конкретном месте по всей длине обследуемого участка. Указанная энергия напрямую связана с перенапряжением на конкретном интервале трубы, поэтому можно считать, что данный график отображает характер распределения напряжений по длине трубы и позволяет выявить

соответствующие аномалии. Местоположение аномалии соответствует координате по оси «Х» амплитуды (наибольшего значения) импульса. Уровень опасности аномалии оценивается по его амплитуде. АТ-метод предусматривает три градации: критический дефект, докритический дефект и удовлетворительное состояние. Пороговые (минимальные) уровни на графике представлены следующим образом: красная линия – для критических дефектов; зеленая линия – для докритических дефектов.

2.4 Оформление и выдача заключения экспертизы промышленной безопасности

Решение о выдаче положительного, отрицательного или с условием заключения принимается на основании рассмотрения и анализа документов, полученных при экспертизе, обследования состояния объекта и проведения необходимых испытаний с учетом результатов проведенных полевых работ.

По решению эксперта, проводящего экспертизу промышленной безопасности, заключение может иметь одно из следующих выводов о соответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности:

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

Вывод по разделу 2

В ходе работы была изучена программа экспертизы промышленной безопасности, разработанная для технологических трубопроводов Самотлорского месторождения, разобраны и проанализированы методы оценки технического состояния нефтепроводов и предложен один альтернативный метод. Технология обследования нефтепроводов проводится в соответствие с требованиями нормативно-технической документации, определяет критерии отбраковки по результатам контроля, оценки их технического состояния и расчета остаточного ресурса.

Данная программа включает в себя как традиционные, так и инновационные методы контроля. Которые в совокупности позволяют с высокой точностью оценить состояние промыслового трубопровода. Данные методы могут работать как отдельно, так и в сочетании друг с другом

					Методы определения технического состояния трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. Расчет

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 расчета

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

3.2 Исходные данные для расчета

Для расчета на прочность и остаточного ресурса необходимы следующие сведения:

1. Технические характеристики трубопровода. (Таблица 5);

Таблица 5

					Анализ современных методов диагностики промысловых нефтепроводов в процессе их эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Расчетно-аналитическая часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.						
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

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

3.3 Определение отбраковочных толщин линейной части и запорной арматуры

Произведем расчеты на технологическом трубопроводе с регистрационным номером Ю-22, смонтированном на Самотлорском месторождении на насосной станции ДНС-1, принадлежащем АО «Самотлорнефтегаз».

Технические характеристики трубопровода приведены в таблице 5, схема неразрушающего контроля в приложении X.

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 формулам:

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

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

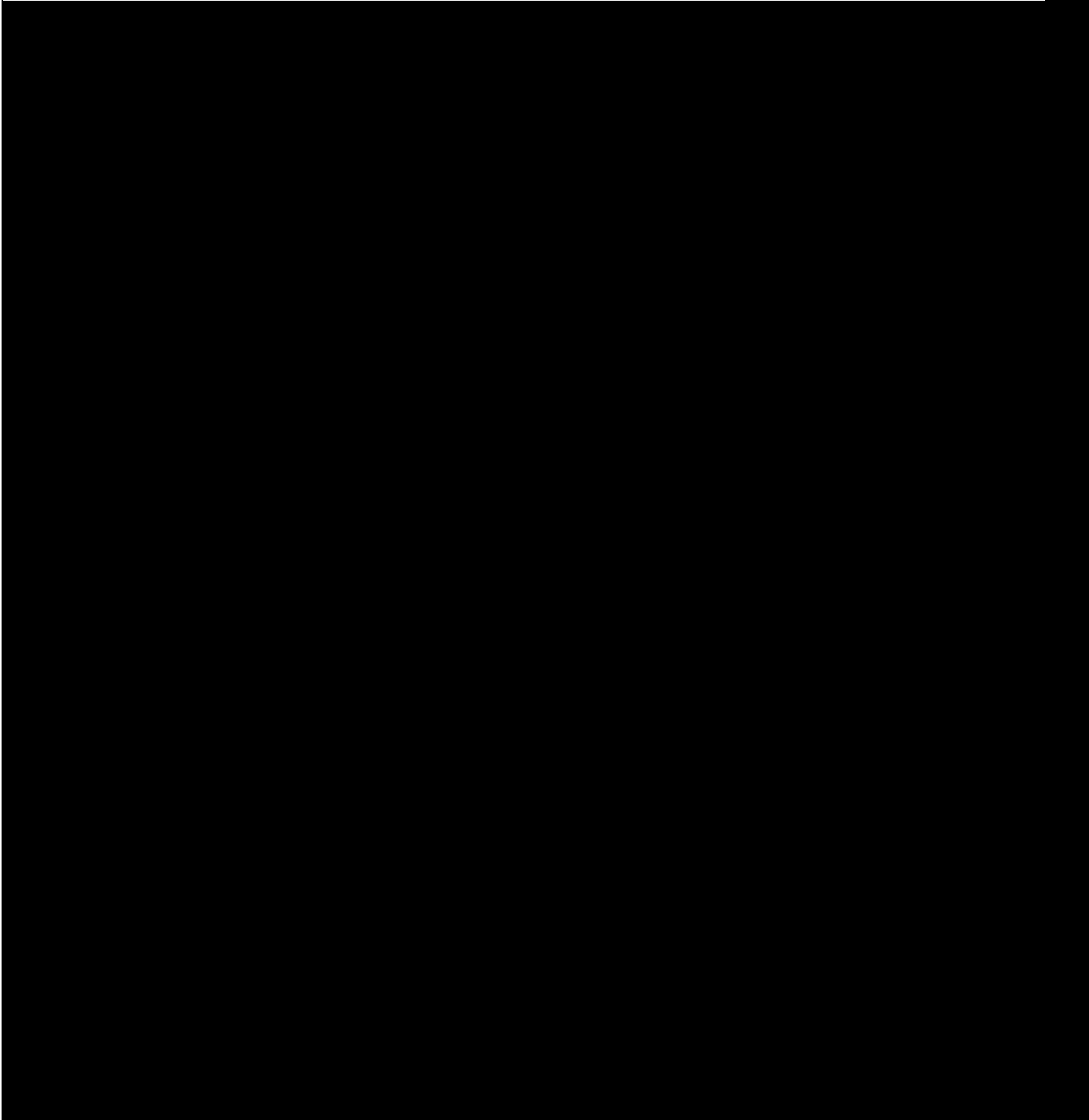
Для стали 09ГСФ по ТУ 14-106-548-99 $R_1^H = 509$ МПа, $R_2^H = 353$ МПа, следовательно,

$$\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = \frac{353 \cdot 1}{509 \cdot 0,75} = 0,92 \geq 0,75, \text{ поэтому расчет ведем по формуле}$$

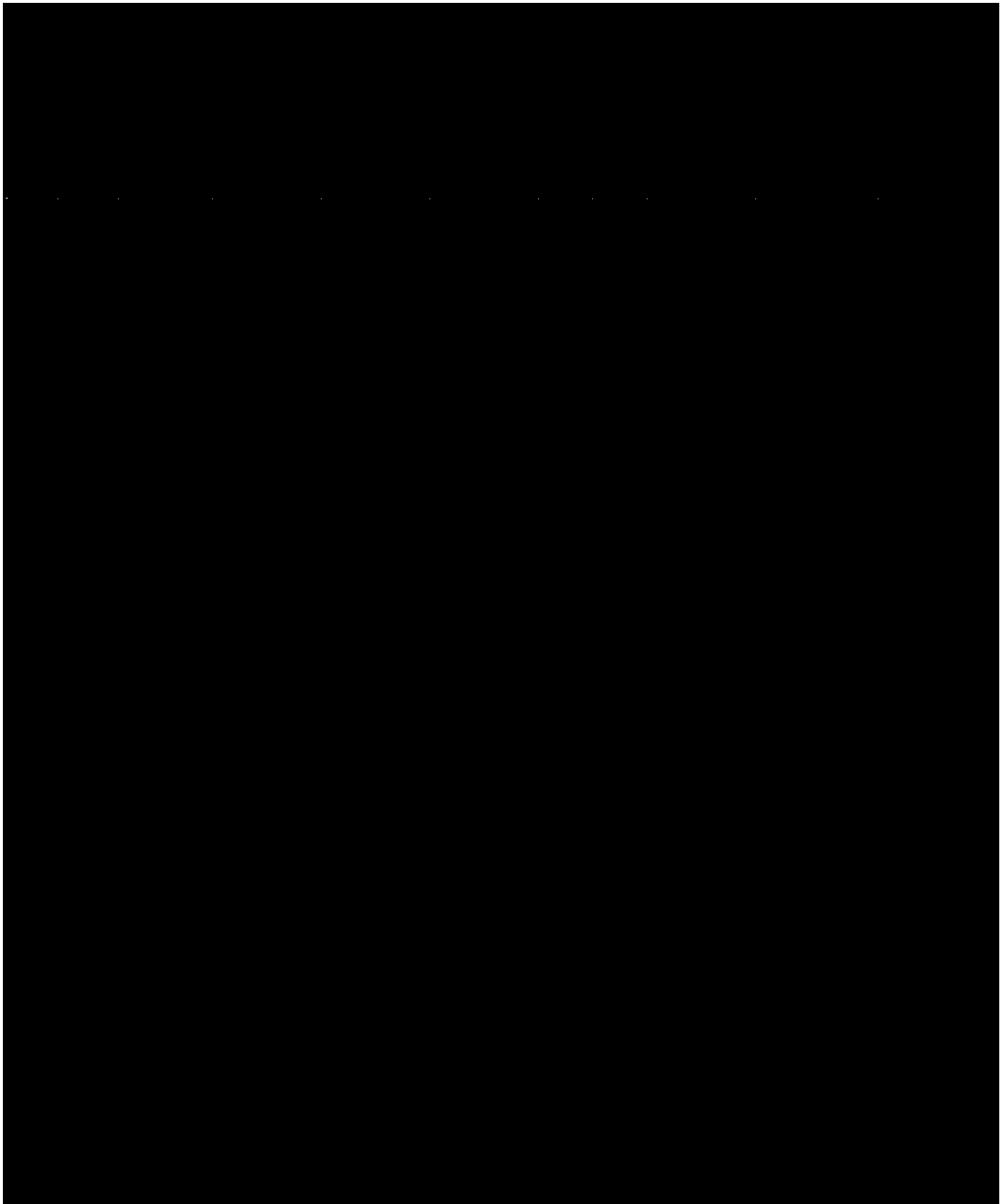
					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 509 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 244,32 \text{ МПа}.$$

$$t_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,720}{2 \cdot (244,32 + 1,2 \cdot 0,8)} = 0,0014 \text{ м} = 1,4 \text{ мм}.$$



					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Согласно таблице 3 наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода
равно 4,0 мм

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 6)

Таблица 6

Расчет на прочность запорной арматуры проводился по формуле:

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

$$t_{отбр} = \frac{3,8 \cdot D \cdot P}{2 \cdot [\sigma]} = \frac{3,8 \cdot 0,4 \cdot 16}{2 \cdot 34} = 0,0035 \text{ м} = 3,5 \text{ мм}$$

Предельная отбраковочная толщина стенки согласно таблице 4 равна 6,5 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 7.

Таблица 7

					Расчетно-аналитическая часть					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

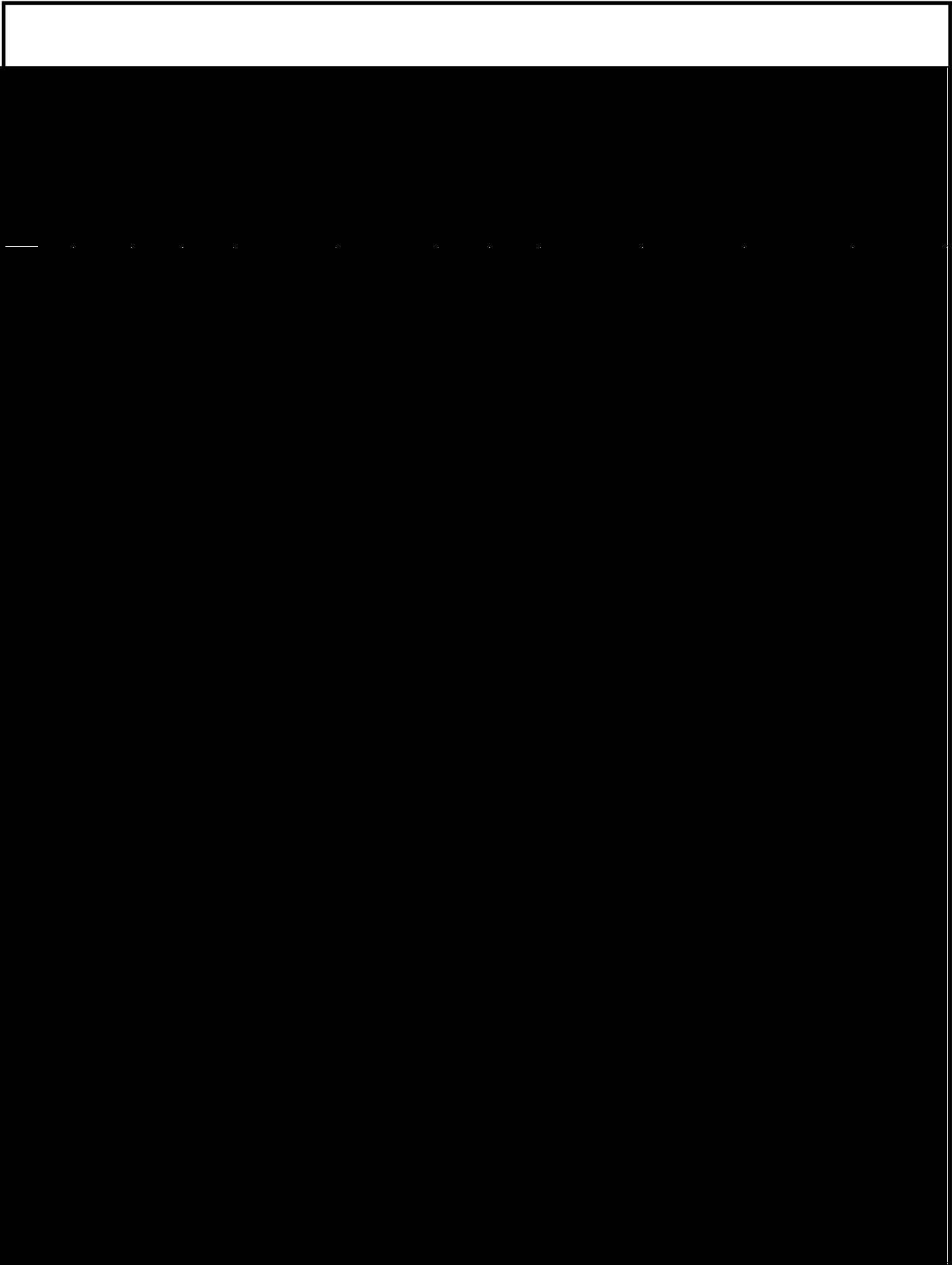
3.4 Проверка твердости метала

Согласно результатам измерения твердости метала (таблица 8) устанавливается, находится ли 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».

Таблица 8

--	--	--	--	--

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



3.5 Расчет остаточного ресурса трубопровода

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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

Произведем расчет первого контрольного участка.

Остаточный ресурс технологического трубопровода и запорной арматуры рассчитывается по формуле:

$$T_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отбр}}{V_{cp}},$$

Где средняя скорость коррозии коррозионного износа определяется по следующей формуле:

$$V_{cp} = \frac{t_n - t_{min}}{T_{эсп}},$$

$$V_{cp} = \frac{t_{п} - t_{min}}{T_{эспл}} = \frac{13,0 - 12,0}{13} = 0,08 \frac{\text{мм}}{\text{год}}, \text{ тогда}$$

$$T_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отбр}}{V_{cp}} = \frac{12,0 - 4,0}{0,08} = 104 \text{ года.}$$

Дальнейшие результаты расчета записаны в сводные таблицы. (Таблицы 9,10).

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.

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 разделу 3

Произведен расчет остаточного срока службы, а так же скорости потери толщины стенки от коррозии на действующем трубопроводе Самотлорского нефтерождения, регистрационный номер Ю-22.

По результатам контроля и произведенных расчетов, а так же на основе нормативно-технической документации приведен остаточный (назначенный) ресурс. В случае с данным нефтепроводом, назначенный ресурс оказался равен одному году, это значит, что данный технологический нефтепровод, должен пройти следующую проверку в течение года.

					Расчетно-аналитическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

1.1 SWOT- анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

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

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (таблица X).

Таблица X

SWOT

2 Планирование научно-исследовательских работ

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 X.

Таблица X

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	5
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	4
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	4
Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	3
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3

Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	4
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	4
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
Проработан механизм реализации научного проекта	4	5
ИТОГО БАЛЛОВ	45	54

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 составило 45, что говорит о средне перспективной разработке, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 54 – перспективность выше среднего.

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.

Таблица X

Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
ОАО «Самотлорнефтегаз»	Проект по концепции определения технического состояния технологических трубопроводов

Таблица X

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

2.3 Структура работ в рамках научного исследования

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Таблица X.

Таблица X

Календарный план проекта

Код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	2	01.02.16	03.02.16	Машлыкин Н.А. Богданов А.Л.
2	Введение	3	04.02.16	07.02.16	Машлыкин Н.А.
3	Литературный обзор	14	07.02.16	21.02.16	Машлыкин Н.А.
4	Постановка задачи исследования	6 4	22.02.16 29.02.16	28.02.16 03.03.16	Машлыкин Н.А. Богданов А.Л.
5	Теоретическая часть	23	04.03.16	27.03.16	Машлыкин Н.А.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6	Расчетная часть	27	28.03.16	24.04.16	Машлыкин Н.А. Богданов А.Л.
7	Оформление	7	25.04.16	02.05.16	Машлыкин Н.А.
8	Проверка и правка отчета	5 6	03.05.16 09.05.16	08.05.16 15.05.16	Машлыкин Н.А. Богданов А.Л.
9	Создание презентации	9	16.05.16	25.05.16	Машлыкин Н.А. Богданов А.Л.
Итого:		106			

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. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица X

Таблица X

Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Получение задания	Бакалавр Руководитель	2												
Введение	Бакалавр	3												
Литературный обзор	Бакалавр	14												
Постановка задачи исследования	Бакалавр	6												
	Руководитель	4												

Теоретическая часть	Бакалавр	23													
Расчетная часть	Бакалавр Руководитель	27													
Оформление	Бакалавр	7													
Проверка и правка отчета	Руководитель Бакалавр	5 6													
Разработка презентации	Бакалавр Руководитель	9													

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.

Для упрощения вывода данных, все значения сведены в таблице X.

Таблица X.

Смета затрат при определении технического состояния

Категория затрат	Составляющие	Примечание	Сумма затрат, руб.	Итого, руб.
Оборудование для проведения диагностики трубопровода	Комплект для визуального контроля Системы экспресс диагностики Wavemaker G4 Ультразвуковой толщиномер Panametrics 37DL Plus Вихретоковый контроль системой Ps-2000 «TesTex» Оценка механических свойств металла трубопроводов твердомерами типа ТЭМП-3	Контроль для выявления поверхностных дефектов Определения общего состояния трубопровода, обнаружение расстояния до дефекта Используется для измерения толщины металла и подтверждения дефекта Локализация дефекта Производятся замеры твердости металла.	9900 6214244 44309 198659 29205	6496317
Производимые работы	Обследование технологического трубопровода	40000 руб/км * 0,15 км = 6000	6000	6000

Заработная плата	1 бригада	Районный коэффициент равен 1,3, премия 5%. Рассчитаем заработную плату для бригады 5 чел. · 17000 руб/чел · 1,3 · 1,05 = 116025 руб/мес.	348075	389025
	5 человек в бригаде	116025 руб/мес. · 3 мес. = 348075 руб/год;		
	Руководитель	1 руководитель · 30000 · 1,05 · 1,3 = 40950	40950	
Социальные отчисления	Составляют 30% от ЗП	-	116708	116708
Затраты на электроэнергию	Стоимость 1 кВт*ч – 2,93 руб	Во время диагностики трубопровода, зарядка оборудования устройств не осуществляется.		
	Количество работающих от аккумулятора – 4 шт.	Тогда затраты на электроэнергию при непосредственном		
	Мощность– 408 кВт	производстве работ не учитываются.		
	Цикл – 3 месяца			
	Время работы От батареи – 75% цикла.			
	На зарядку 25% цикла.	Рассчитаем затраты на зарядку электрооборудования.	2582150	2582150
		T = 25% от 3-ех месяцев. Т.е. T = 22,5 дней. Или 540 часа. W (4х-аккумуляторов) = 4*408 = 1632 кВт Тогда: 1632 кВт * 2,93 руб. * 540 ч. = 2582150 руб.		

Итоговые затраты на определение технического состояния: **9590200**

Из таблицы видно, что наибольшие затраты будут выделены на закупку оборудования для определения технического состояния. Вторую позицию занимают затраты электроэнергии для работы систем контроля, третью – заработная плата работникам.

Итоговая стоимость определения технического состояния линейной части технологического трубопровода – 9 миллионов, 590 тысяч, 200 рублей.

Вывод

За счет сочетания разного рода методов и составления единой программы по определению технического состояния данный проект является конкурентно способным и востребованным в нефтегазодобывающей сфере, а так же в сфере промышленной безопасности. В данном разделе был проведен анализ сильных и слабых сторон проекта, а так же описаны основные

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

категории затрат. Важнейшими из затрат являются затраты на электроэнергию и закупку оборудования.

6. Социальная ответственность при диагностике трубопроводов

В данном разделе выпускной квалификационной работы проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при проведении экспертизы объекта исследования и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности. Также рассмотрен вариант чрезвычайной ситуации на объекте, который может возникнуть при несоблюдении инструкций.

6.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность – это система организационных мероприятий и технических средств, уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов до приемлемого уровня. К вредным производственным факторам относят факторы, влияние которых на работников может повлечь их заболевание, снижение уровня работоспособности или отрицательное воздействие на будущее потомство. Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

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

					Анализ современных методов диагностики промышленных нефтепроводов в процессе их эксплуатации			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Богданов А.Л.						
Консульт.		Брусник О.В.				ТПУ гр. 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

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.

Факторы характерные для производства данных работ приведены в таблице и выбраны в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».

Таблица 6.1 – 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)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Техническое обслуживание и ремонт: 1. Замена или восстановление отдельных деталей и узлов; 2. промывка, протирка, смазка частей и набивка сальников запорных кранов, задвижек; 3. устранение утечек нефти и подтеков жидкости;	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Повышенная и пониженная температура воздуха рабочей среды; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу;	1. Повышенная и пониженная температура поверхностей оборудования и материалов; 2. Движущиеся машины и механизмы; 3. Разрушающиеся конструкции; 4. Действующие электроустановки; 5. Взрывопожароопасность; 6. Пожароопасность.	ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ.

	6. Монотонный режим работы; 7. Эмоциональные стрессы; 8. Умственное перенапряжение; 9. Недостаточная освещенность рабочей зоны.		Взрывобезопасность. Общие требования. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам ГОСТ 12.3.002-75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
--	--	--	--

К веществам, неблагоприятно влияющим на здоровье человека можно отнести следующие:

- углеводороды,
- углекислый газ,
- сероводород,
- синильная кислота.

Выделение в атмосферу этих веществ может произойти в случае потери герметичности трубопровода.

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов

6.1.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

По характеру спектра шум следует подразделять на:

- широкополосный с непрерывным спектром шириной более одной октавы;

- тональный, в спектре которого имеются выраженные дискретные тона.

Тональный характер шума для практических целей (при контроле его параметров на рабочих местах) устанавливают измерением в третьоктавных полосах частот по превышению уровня звукового давления в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ. По временным характеристикам шум следует подразделять на:

- постоянный, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день (рабочую смену) изменяется во времени не более чем на 5 дБ А при измерениях на временной характеристике "медленно" шумомера по ГОСТ 17187;
- непостоянный, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день (рабочую смену) изменяется во времени более чем на 5 дБ А при измерениях на временной характеристике "медленно" шумомера по ГОСТ 17187.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые.

6.1.1.2 Повышенный уровень вибрации

Вибрация возникает при использовании различного технологического оборудования (насосы, лебедка, вибросита, двигатели, ротор, компрессор). Вибрация вызывает в организме человека реакции, которые являются причиной функциональных расстройств различных органов. Вредные действия вибрации выражаются в виде повышенного утомления, головной

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

боли, боли в суставах, повышенной раздражительности, некоторого нарушения координации движения. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов, примерные значения которых следующие (Гц): желудок – 2...3; почки – 6...8; сердце – 4...6; кишечник – 2...4; вестибулярный аппарат – 0,5. Мероприятия по безопасной работе с инструментами, вызывающими вибрации, следует проводить согласно ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ «Вибрационная безопасность». [25]

Предельная норма виброускорения в течение дня составляет 1,15 м/с². Если виброускорение с вибрацией превышает 0,5 м/с², следует принять меры по сокращению влияния вибрации.

Предельная норма виброускорения работника с местной вибрацией в течение дня составляет 5,0 м/с². Если виброускорение с вибрацией превышает 2,5 м/с², следует принять меры по сокращению влияния вибрации.

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

6.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Перечисленные работы, выполняемые сотрудниками линейной эксплуатационной службы, обычно осуществляется без специальных машин и оборудования. Однако данный опасный производственный фактор имеет большое влияние, поскольку при техническом обслуживании промышленного нефтепровода (газопровода) бригады работников ежедневно преодолевают значительное расстояние на автомобильном транспорте.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для снижения воздействия данного опасного фактора необходимо предпринимать следующие меры:

- Осуществлять контроль технического состояния транспортных средств;
- Производить ежедневную проверку состояния здоровья водителей;
- Не допускать нарушения условий труда и отдыха водителей;
- Требовать строго соблюдения правил дорожного движения от водителей и пассажиров.

6.1.2.2 Пожаро- и взрывоопасность

Нефть или газ является горючей жидкостью, пары которой воспламеняются при внесении в их среду открытого пламени. Однако на промысловом нефтепроводе (газопроводе) воспламенение нефти возможно лишь при аварии трубы и утечке пожароопасных веществ. Утечка может быть вызвана потерей герметичности трубы.

Утечку нефти (газа) можно определить по повышению концентрации паров в воздухе. Для своевременного обнаружения утечек перед началом выполнения работ необходимо производить контроль газовой смеси. Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м³.

Также для устранения возможности воспламенения паров нефти работниками обслуживающей эксплуатационной службы должны строго соблюдаться правила пожарной безопасности для газоопасных работ. К ним относятся:

- Запрет на использование открытого огня в т. ч. курение;
- Применение искробезопасного ручного инструмента;
- Применение электроинструмента во взрывозащищенном исполнении.

6.2 Экологическая безопасность

На современном этапе отношение человека к природе в нашей стране регулируются нормативным документом [24]. Данный документ определяет правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды, обеспечивающие сбалансированное решение социально-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

экономических задач, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов в целях удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

Экологическая опасность предприятий трубопроводного транспорта углеводородов связана с некоторыми свойствами перекачиваемого продукта. Нефть и нефтепродукты легко воспламеняются, имеют низкую температуру вспышки, способны накапливать электрические заряды, образуют с серой пиррофорные соединения, способные самовозгораться при попадании на воздух, углеводородные газы взрывоопасны и токсичны, тяжелее воздуха и способны скапливаться в пониженных местах (котлованах, колодцах, приямках, оврагах) и длительное время удерживаться там [25].

6.2.1 Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы при эксплуатации линейной части магистрального нефтепровода возможно при аварийных разливах нефти. При попадании нефти на воздух происходит испарение ее фракций, многие из которых обладают токсическими и раздражительными свойствами. В случае возгорания разлившейся нефти также образуются токсичные вещества, опасные для живых организмов.

Для предотвращения аварийных разливов нефти необходимо повышать эксплуатационную надежность магистрального нефтепровода.

6.2.2 Защита гидросферы

При попадании в водный объект нефти и нефтепродуктов погибает часть фауны в зоне распространения нефтяного пятна, загрязняются его берега. Тяжесть последствий при разливе нефтепродуктов определяется соотношением между размерами водоема и количеством попавшей в него нефти. Последствия такого воздействия могут ощущаться длительное время.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Часть компонентов испаряется с поверхности, другая – растворяется в воде, а оставшаяся оседает на дно, что приводит к отравлению флоры и фауны на больших участках. Известно, что один литр нефти способен испортить миллион литров воды настолько сильно, что она становится непригодной для жизни живых организмов и хозяйственного потребления. Содержание только 0,2 мг/л нефти придает воде специфический запах, который не исчезает даже при ее хлорировании и фильтровании. Один грамм нефти убивает все живое в 1 м³ воды. Одна капля нефти образует на поверхности воды пятно диаметром 150 см, являющееся существенной преградой для газообмена между воздухом и водой. Попадая на пойму, нефтепродукты загрязняют нерестилища, что особенно опасно для рек, славящихся ценными породами рыб. Нефтяные масла могут распространяться на расстояние более 300 км от источника, образуют пленку, изолирующую и затрудняющую газообмен. Уменьшается проникновение света, необходимого для фотосинтеза, а также снижается скорость переноса кислорода и углекислого газа через пленку. Пленка нефти обладает большой подвижностью, стойка к окислению. Средние фракции нефти образуют взвешенную водную эмульсию, а тяжелые оседают на дно водоемов, вызывая токсическое поражение придонной фауны.

Наряду с загрязнением нефтепродуктами рек и морей может происходить загрязнение подземных вод, состав и физические свойства которых ухудшаются по сравнению с подземными водами данного района, не затронутого антропогенным влиянием. Загрязнение подземных вод нефтепродуктами не только ухудшает качество воды, делая ее непригодной для питьевых и других целей, но также может привести к взрывам и пожарам.

При аварийном разливе нефти по водной поверхности решаются три основные задачи: локализация, сбор и удаление нефти с поверхности воды. Причем все они должны решаться быстро, так как с потерей времени решение их осложняется вследствие того, что в попавшей в водоемы нефти происходит химическое и биологическое окисление, испарение легких фракций.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Разработан комплекс методов и средств очистки водных объектов от нефти. Основным способом сбора нефти с поверхности воды является установка боновых заграждений и нефтесборщиков. Боновые заграждения удерживают нефть от растекания и направляют ее к нефтесборщику. Нефтесборщик собирает нефтяную пленку, с помощью насосов собранная нефть откачивается в подготовленные емкости.

Сбор и удаление нефти с поверхности воды осуществляют также скиммерами (сепараторами) различной конструкции, сорбирующими материалами, а также поверхностно-активными веществами.

6.2.3 Защита литосферы

Попадание нефти и нефтепродуктов в почву приводит к снижению биологической продуктивности ее и фитомассы растительного покрова. Характер и степень влияния нефти и нефтепродуктов определяются видовым составом растительного покрова, временем года и другими факторами. Наиболее токсичными являются нафтеновые и керосиновые фракции. Углеводороды с меньшей температурой кипения оказываются низкотоксичными, поскольку испаряются с поверхности растений, не успевая проникнуть через растительную ткань.

В отличие от районов с относительно умеренным климатом, загрязнение нефтью и нефтепродуктами на Крайнем Севере характеризуется более серьезными последствиями. Низкие температуры воздуха и почвы, сильные ветры, небольшая продолжительность летнего теплого периода, во время которого активизируются биологические процессы, обуславливают чрезвычайно сложный режим функционирования наземного растительного покрова. Поэтому всякое нарушение этого режима может привести к необратимым процессам. Период самовосстановления растительного покрова после загрязнения нефтью для северных условий составляет от 10 до 15 лет.

Эксплуатация трубопроводов в северных районах и без аварийных разливов оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

теплофизическое равновесие, растопляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растоплении происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде троекратно: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это 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. Аварией на промышленном нефтепроводе считается внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или повреждения промышленного нефтепровода, резервуаров, оборудования, сопровождаемые одним или несколькими событиями:

- Смертельным травматизмом людей;
- Травматизмом людей с потерей трудоспособности;
- Воспламенением нефти или взрывом ее паров;
- Загрязнением рек и других водоемов сверх установленных нормативов;
- Утечкой нефти объемом 10 м³ и более.

Повреждения в результате аварийной ситуации

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Авария - опасное техногенное состояние, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде. Крупная авария с человеческими жертвами является катастрофой.

Таким образом, авария - это точечный или узколокальный техногенный инцидент, вызвавший человеческие жертвы, социально-экономический или экологический ущерб. Авария всегда - антропогенная, т.е. причины ее технические и "человеческие".

Понятие авария имеет много общего с понятием отказ в теории надежности, а отказ объекта - событие, заключающееся в полной или частичной утрате его работоспособности. Поэтому для обеспечения задач безаварийности широко используют методы, разработанные в теории надежности.

В практике (особенно на химических предприятиях) аварии подразделяют на две категории.

Аварии I категории - аварии производственных зданий, сооружений, аппаратов, машин, оборудования, отражающиеся на работе предприятия в целом или его отдельных производств. Например, аварии, в результате которых частично или полностью разрушены помещения, металлоконструкции, технологическое оборудование (в том числе резервное) и трубопроводы, вследствие чего полностью или частично прекращен выпуск продукции и для восстановления производства требуются специальные ассигнования.

Аварии II категории - аварии производственных зданий, сооружений, аппаратов, машин, оборудования, отражающиеся на работе отдельного участка (цеха), объекта. Например, хлопки, вспышки, разрывы, загорания, остановки работы основного оборудования в результате внезапного отключения электроэнергии, пара, воды, а также выход из строя

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

компрессорных и вентиляционных установок, средств автоматики по управлению процессом производства, не вызвавшие разрушения строительных конструкций помещения, оборудования и коммуникаций. К этой категории относят также выброс продуктов при срабатывании предохранительных мембран и клапанов.

Катастрофа - крупная авария, привлекающая за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей либо разрушения, либо уничтожение объектов, материальных ценностей в значительных размерах, а также приведшая к серьезному ущербу окружающей природной среды.

6.3.1 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти

Рассмотрим пример чрезвычайной ситуации, в которой произошло повреждение исследуемого центробежного насоса и аварийный разлив нефти. Рассчитаем массу нефти, впитавшийся в грунт, который подлежит очистке и рекультивации.

Масса разлившейся нефти определяется по формуле (48).

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho_n, \quad (48)$$

где M – масса разлившейся нефти, кг;

V_1 – объем нефти, разлившейся до обнаружения аварии, м³;

V_2 – объем нефти, разлившейся до закрытия задвижки, м³;

V_3 – объем нефти, разлившейся после закрытия задвижки, м³;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³.

$$M = (V_1 + V_2 + V_3) \cdot \rho_n = (0,02 + 6,32 + 648,57) \cdot 880 = 576321 \text{ кг}.$$

Объем нефтенасыщенного грунта определяется по формуле (49).

$$V' = F_{cp} \cdot h_{cp}, \quad (49)$$

где V' – объем нефтенасыщенного грунта, м³;

F_{cp} – площадь нефтенасыщенного грунта, м²;

h_{cp} – средняя глубина пропитки грунта, м.

$$V' = F_{cp} \cdot h_{cp} = 4350 \cdot 0,02 = 87 \text{ м}^3.$$

Объем нефти, впитавшейся в грунт, определяется по формуле (50).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{zp} = K_n \cdot V', \quad (50)$$

где V_{zp} – объем нефти, впитавшейся в грунт, м³;

K_n – коэффициент нефтеемкости грунта.

$$V_{zp} = K_n \cdot V' = 0,12 \cdot 87 = 10,44 \text{ м}^3.$$

Масса нефти, впитавшейся в грунт, определяется по формуле (51).

$$M_{zp} = \rho_n \cdot V_{zp}, \quad (51)$$

$$M_{zp} = \rho_n \cdot V_{zp} = 880 \cdot 10,44 = 9187 \text{ кг}.$$

В результате аварийного разлива нефти на исследуемом нефтепроводе масса нефти, впитавшейся в грунт, составит 9,187 т. Объем грунта, подлежащего очистке и рекультивации – 87 м³.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заклучение

В ходе данной исследовательской работы были изучены факторы наиболее влияющие на риск возникновения аварии. К ним можно отнести эксплуатацию в жестких климатических условиях, гидрогеологические условия, возраст промысловых трубопроводов, характеристики транспортируемых веществ. Из-за того, что большая часть Самотлорского месторождения состоит из болот и вечномёрзлых грунтов, трубопроводы с ходом времени меняют свое положение, что приводит к возникновению продольных усилий, которые в свою очередь создают дополнительные напряжения и нагрузку на металл и могут привести к авариям и дефектам. Дополнительным неблагоприятным фактором является высокая влажность, которая является агрессивной средой для трубопроводов.

В ходе выполнения работы был проведен анализ методов определения технического состояния промысловых трубопроводов, а также рассмотрена программа экспертизы промышленной безопасности, разработанная для промысловых трубопроводов Самотлорского месторождения. Один метод не может с высокой точностью определить техническое состояние, и поэтому для увеличения показателей точности экспертизы применяются несколько методов в одном комплексе, специально разработанные программы и алгоритмы работы.

По результатам экспертизы на Самотлорском месторождении был произведен расчет остаточного ресурса трубопроводов под регистрационным номером Ю-22 и определен ресурс, который по определенному техническому состоянию должен пройти следующую проверку в течении года.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Заклучение			
Разраб.		Машлыкин Н.А.						
Руковод.		Богданов А.П.						
Консульт.		Брусник О.В.						
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
					Лит.		Лист	Листов
					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б			

Список использованных источников

1. ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений». – М.: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1986. – 110 с.
2. ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов» Контроль качества и приемка работ. Часть 1. – М.: Министерство нефтяной промышленности СССР, 1988. -54 с.
3. ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2005. – 59 с.
4. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Госстандарт СССР, 1974. – 4 с.
5. ГОСТ 12.1.004-91. «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования». – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991. – 68 с.
6. ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – М.: Стандартнформ, 2006 – 50 с.
7. ГОСТ 12.1.007 – 76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности». – М.: Стандартнформ, 2007 – 7 с.
8. ГОСТ 12.1.012 – 2004 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования, утв. Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии 12.12.2007 г.» – М.: Стандартнформ, 2010 – 20 с.
9. ГОСТ 12.1.030 – 81 «ССБТ. Защитное заземление, зануление».- М.: Министерство монтажных и специальных строительных работ СССР, 1982. – 10 с.
10. ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов». – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1982. – 5 с.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Машлыкин Н.А.			Список использованных источников			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Богданов А.П.									
Консульт.		Брусник О.В.									
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б			

11. ГОСТ 12.4.125-83 «ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация». – М.: Госстандарт, 1983. – 4 с.
12. ГОСТ 5272-68 «Коррозия металлов. Термины». – М.: Госстандарт СССР, 1968. – 15 с.
13. ГОСТ 16037-80 «Соединения сварные стальных трубопроводов». – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1980. – 24 с.
14. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. – М.: Госстандарт СССР, 1982. – 1 с.
15. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1985. – 4 с.
16. ГОСТ 19200-80 «Отливки из чугуна и стали. Термины и определения. Определения дефектов». – М.: Госстандарт СССР, 1980. – 12 с.
17. ГОСТ 22761-77 «Металлы и сплавы. Методы измерений твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия». – М.: Госстандарт СССР, 1977. – 8 с.
18. ГОСТ 24856-2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2014. – 78 с.
19. ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные». М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2014. – 136 с.
20. ГОСТ Р 51897-2011 «Менеджмент риска. Термины и определения». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2011. – 16 с.
21. ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2009.- 31 с.

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

22. ГОСТ Р 55611-2013 «Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 16 с.

23. ГОСТ Р 55614-2013 «Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 11 с.

24. ГОСТ Р 55724-2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 27 с.

25. ГОСТ Р 55725-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые пьезоэлектрические. Общие технические требования».

26. ГОСТ Р 55808-2013 «Контроль неразрушающий. Преобразователи ультразвуковые. Методы испытаний». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 16 с.

27. ГОСТ Р 55809-2013 «Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров». – М.: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2013. – 20 с.

28. Земенков Ю.Д. Технологические трубопроводы нефтебаз. Малюшин Н.А., Маркова Л.М., Лощин А.Е., Справочное издание. – М.: Тюмень, 1994. - 173 с.

29. ОСТ 36-21-77 «Детали трубопроводов Ду 500 -1400 мм сварные из углеродистой стали на Р=2,5 МПа. Отводы секционны R=1,5 Ду, под углом 30, 45, 60, 90°. Размеры». – М.: Минмонтажспецстрой СССР, 1977. – 4 с.

30. ОСТ 36-43-81 «Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду 500 мм на Р ≤ 10 МПа. Отводы сварные. Конструкция и размеры». – М.: Министерство монтажных и специальных строительных работ СССР, 1981. – 10 с.

31. ОСТ 36-44-81 «Детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые. Ду 500 мм на Р ≤ 10 МПа. Переходы сварные. Конструкция и размеры». – М.: Министерство монтажных и специальных строительных работ СССР, 1981. – 12 с.

32. ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов головных сооружений». – М.: Минэнерго России, 2002. – 57 с.

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

33. Приказ от 12 марта 2013 года № 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2013. – 313 с.
34. 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.
35. Приказ № 538 от 14 ноября 2013 года об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности». – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2013. – 33 с.
36. 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.
37. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю». – М.: Госгортехнадзор России, 2003. – 54 с.
38. РД 13-03-2006 «Методические рекомендации о порядке проведения вихретокового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах». – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2006. – 43 с.
39. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов». – М.: Министерство топлива и энергетики РФ, 1993. – 357 с.
40. РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов». – М.: Минтопэнерго РФ, 1994. – 122 с.
41. СН 527-80 «Инструкция по проектированию технологических стальных трубопроводов давлением до 10,0 МПа». – М.: Госстрой СССР, 1980. – 47 с.
42. СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия». ». – М.: Госстрой СССР, 1985. – 48 с.
43. СНиП 3.01.04-87 «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения». – М.: Госстрой СССР, 1987. – 60 с.

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

44. СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы». – М.: Госстрой СССР, 1984. – 34 с.
45. СП 9.13130.2009 Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации. – М.: МЧС России, 2009. – 25 с.
46. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». – М.: Министерство Регионального развития Российской Федерации, 2010. – 74 с.
48. Федеральный закон от 10 января 2002 г. N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды». – М.: Президент Российской Федерации, 2002. – 224 с.
49. Федеральный закон №116-ФЗ от 21.07.1997г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», с изменениями от 13 июля 2015 года.- М.: Президент Российской Федерации, 1997. – 27 с.
50. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"..- М.: Президент Российской Федерации, 1997. – 62 с.
52. Савенков А.И. Психологические основы исследовательского подхода к обучению: Учебное пособие. – М.: «Ось-89», 2006. – 480 с.
53. Смирнов А.Н. [Диссертация] Разработка комплексной системы мониторинга внутрипромысловых трубопроводов с учетом динамики параметров технического состояния. – М.: Тюмень, 2011. – 127 с.
56. Всероссийский центр неразрушающего контроля [Электронный ресурс] URL:<http://techspektr.ru/> Дата обращения: 03.05.2016г