

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 магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона»	

УДК 622.692.4.004:620.1(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Гросс А.И.		01.06.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов А.Л.	к.т.н, доцент		01.06.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		01.06.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н.А.			01.06.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		01.06.2016

ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
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	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Гроссу Артему Ивановичу

Тема работы:

«Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2015г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	• Аналитический обзор по литературным источникам • Анализ методов диагностики • Технологический обзор выбранных методов • Теоретическое и технологическое описание диагностического комплекса «Орион-3М»
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Глызина Т.С., к.х.н.
«Социальная ответственность»	Алексеев Н.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.05.2015г
--	--------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Богданов Александр Леонидович	к.т.н, доцент		18.05.2015

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Гросс Артем Иванович		18.05.2015

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Гроссу Артему Ивановичу

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	18.05.2016г
--	-------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Гросс Артем Иванович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Гроссу Артему Ивановичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	1. Выявление факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс взаимодействия трудящихся с окружающей производственной средой со стороны их: – вредных проявлений (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы). 2. Определение факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс воздействия их на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) 3. Описание факторов рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования), характеризующих процесс возникновения чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера). 4. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Характеристика факторов изучаемой производственной среды, описывающих процесс взаимодействия человека с окружающей производственной средой в следующей последовательности: – физико – химическая природа фактора, его связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека ; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – рекомендуемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – 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: – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы). 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые вопросы обеспечения безопасности: – характерные для проектируемой рабочей зоны правовые

	<i>нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>
Перечень расчетного и графического материала	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.01.2016 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		15.01.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Гросс Артем Иванович		15.01.2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

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:

01.06.2016г

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2016	<i>Постановка задачи и целей исследования, актуальность</i>	7
22.03.2016	<i>Объект и методы исследования</i>	19
10.04.2016	<i>Расчеты и аналитика</i>	18
30.04.2016	<i>Результаты и обсуждения</i>	8
05.05.2016	<i>Финансовый менеджмент</i>	15
12.05.2016	<i>Социальная ответственность</i>	15
19.05.2016	<i>Заключение</i>	8
15.06.2016	<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		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84 с., 13 рис., 16 табл., 20 источников,
4 прил.

Ключевые слова: метод диагностики, трубопровод, магистральный нефтепровод, ультразвуковой контроль, оценка защитного покрытия, Орион-3М.

Объектом исследования является (ются) магистральный нефтепровод

Цель работы – анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона

В процессе исследования были рассмотрены причины аварий на магистральных нефтепроводах, вопрос выбора оптимального метода диагностирования. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен сравнительный анализ ультразвукового метода и предложенного диагностического комплекса «Ореон-3М». На основании полученных результатов было выявлено, что применение комплекса «Орион-3М» имеет ряд преимуществ, одним из которых является простота применения и размеры оборудования.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: порядок проведения работ по технологии оценки состояния защитного покрытия трубопроводов, обработка и оформления данных, контроль технического состояния защитного покрытия в шурфах, рекомендации по очередности ремонта.

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руков.		Богданов					1	88
Консульт.		Брусник				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

DAS REFERAT

Die Abschlußqualifikationsarbeit 84 mit., 13 Abb., 16 Tabellen, 20 Quellen, 4 Anlagen.

Die Stichwörter: die Methode der Diagnostik, die Rohrleitung, die Hauptleitungserdölleitung, die Ultraschallkontrolle, die Einschätzung des Schutzüberzuges, Orion-3M.

Ein Objekt der Forschung ist die Hauptleitungserdölleitung.

Das Ziel der Arbeit – die Analyse der modernen Methoden der Diagnostik der Hauptleitungserdölleitungen unter den Bedingungen der Westlich-sibirischen Region.

Im Laufe der Forschung waren die Gründe der Pannen auf den Hauptleitungserdölleitungen, die Frage der Auswahl der optimalen Methode der Diagnostik betrachtet. Es sind die Veranstaltungen nach dem Schutz des Werkes und der Sicherheit des Baues, dem Schutz der Umwelt, der technisch-ökonomische Teil gebracht.

Infolge der Forschung war die vergleichende Analyse der Ultraschallmethode und des angebotenen diagnostischen Komplexes "Oreon-3M" erzeugt. Aufgrund der bekommenen Ergebnisse war es enthüllt, dass die Anwendung des Komplexes "Orion-3M" die Reihe der Vorteile hat, ein von denen ist die Einfachheit der Anwendung und die Umfänge der Ausrüstung.

Die Haupt-konstruktiven, technologischen und techniko-Betriebscharakteristiken: die Ordnung der Arbeiten nach der Technologie der Einschätzung des Zustandes des Schutzüberzuges der Rohrleitungen, die Bearbeitung und der Erledigung der Daten, die Kontrolle des technischen Zustandes des Schutzüberzuges in шифрах, der Empfehlung nach der Folge der Reparatur.

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона					
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата	Das Referat			Литера	Лист	Листов
Разраб.		Гросс							2	88
Руков.		Богданов						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Консульт.		Брусник								
Зав. каф.		Рудаченко								

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

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

СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования;

СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.

ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

ГОСТ 18442-80* Контроль неразрушающий. Общие требования.

ГОСТ 12.1.001-89 Ультразвук. Общие требования безопасности.

СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.

ВСН 012-88, ч1 и ч2 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

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

СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве.

СНиП III-4-80*. Техника безопасности в строительстве.

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.		Гросс			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Литера	Лист	Листов	
Руков.		Богданов					3	88	
Консульт.		Брусник				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б			
Зав. каф.		Рудаченко							

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Дефект защитного покрытия- нарушение электрических и адгезионных свойств наружного изоляционного покрытия трубопровода, обеспечивающее контакт металла трубы с окружающей средой.

Средство технического диагностирования - Аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль).

Работоспособное состояние (работоспособность) - Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Первичная диагностика - первая ревизия объекта, проводимая не позднее чем через 2 года после ввода его в эксплуатацию, согласно «Правилам устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

Очередная диагностика – очередная периодическая ревизия, устанавливаемая по результатам предыдущей с периодичностью не более 8 лет.

Внеочередная диагностика - ревизия, проводимая в следующих случаях:

- при вводе в эксплуатацию объекта, не эксплуатировавшегося более 3-х лет;

- в случае возникновения инцидента или аварии, произошедших при нормативных внешних и внутренних нагрузках на нефтепроводах, независимо от срока его эксплуатации;

- по завершению срока службы технологических и вспомогательных нефтепроводов независимо от их технического состояния.

В настоящей работе использованы следующие обозначения и сокращения:

КИП- контрольно- измерительный пункт;

СП - система позиционирования (GPS, ГЛОНАСС);

ЭХЗ - электрохимическая защита;

ВТД - внутритрубная диагностика;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

МН – магистральный нефтепровод;

НИР – научно исследовательская работа;

ПТБ – правила техники безопасности;

ВИК - визуально и измерительный контроль;

КИП - контрольно-измерительный пункт;

НК - неразрушающий контроль;

УЗД - ультразвуковая дефектоскопия;

УЗК - ультразвуковой контроль;

УЗТ - ультразвуковая толщинометрия;

ЭХЗ - электрохимическая защита;

ДДК - дополнительный дефектоскопический контроль;

u - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени, 1/год;

R_{ia0} - начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Омм";

$R_{из}(t)$ - прогнозное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом-м ;

$R_{из}$ - сопротивление защитного покрытия, определенное на момент обследования, Ом-м²;

R_{yd} - сопротивление защитного покрытия, соответствующее критерию «удовлетворительное», Ом-м²;

R_r - удельное сопротивление грунта, Ом\м;

S_d - удельная площадь оголения трубопровода, мм /м ;

$T_{ост}$ ~ остаточный ресурс изоляционного покрытия трубопровода, год; t – срок эксплуатации трубопровода, год;

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Оглавление

РЕФЕРАТ	1
Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	3
Введение	7
Обзор литературы	1
Объект и методы исследования	11
Объект диагностики	11
Методы диагностики	12
Основы ультразвукового контроля	12
Методы ультразвукового контроля	15
Ультразвуковая внутритрубная дефектоскопия	19
Принцип действия	20
Системы дефектоскопа	20
Технические характеристики ультразвукового дефектоскопа (WM).....	24
Аналитический обзор	30
Технологическое описание диагностического комплекса «Орион-3М»	31
Назначение и область применения	31
Общие положения.....	32
Описание диагностического комплекса	37
Обработка и оформление данных о техническом состоянии защитного покрытия трубопровода.....	41
Контроль технического состояния изоляционного покрытия в шурфах	44
Формирование и сдача технического отчета	46
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	49
Оценка готовности проекта к коммерциализации	51
План проекта	54
Социальная ответственность при анализе методов диагностики магистрального трубопровода	63
Заключение	84
Список используемых источников	85

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс			Оглавление	Литера	Лист	Листов
Руков.		Богданов					6	88
Консульт.		Брусник				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Введение

Современный мир находится в глубокой зависимости от углеводородов. Для транспортировки сырья от мест добычи до мест переработки и потребления создана разветвленная система трубопроводного транспорта [1,2]. Возрастающая с каждым годом потребность промышленности и энергетики в нефти и газе ведет к неуклонному увеличению протяженности сети магистральных трубопроводов.(488)

В России важная доля формирования топливно-энергетического комплекса приходится на ресурсы нефти, газа и угля Западной Сибири.

Средоточие на этой территории около 58% общероссийских начальных ресурсов нефти и более 60% газа является фактом наличия основной для нашей страны сети магистральных трубопроводов.

Истории трубопроводного транспорта на территории Российской Федерации – более 60 лет. Основная часть современной системы магистральных трубопроводов сформировалась в 70 – 80 годы XX столетия. Средний срок службы трубопровода составляет 25-35 лет, таким образом, возраст некоторых участков магистральных трубопроводов на сегодняшний день превысил предельные нормативные значения. На более чем 50 тыс. км магистральных нефтепроводов приходится 40% труб со сроком службы более 35 лет.

Помимо старения, на трубопроводы действуют колоссальные нагрузки со стороны транспортируемой среды, а так же агрессивной окружающей среды.

Основными причинами аварий на магистральных нефтепроводах являются нарушения герметичности трубопровода. Разрушение металла труб объясняется образованием раковин и пятен из-за коррозии. Другими причинами нарушения герметичности могут стать скрытые дефекты труб, возникающие при прокате, плохая сварка стыков при строительстве трубопроводов, повреждение труб при земляных работах, при природных катаклизмах (оползни, землетрясения) и т.д.

Обособив и структурировав различные причины возникновения дефектов

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Гросс			Введение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Богданов					7	88
Консульт.		Брусник				Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

на магистральных трубопроводах, можно наблюдать следующую зависимость, приведенную на рис.1.

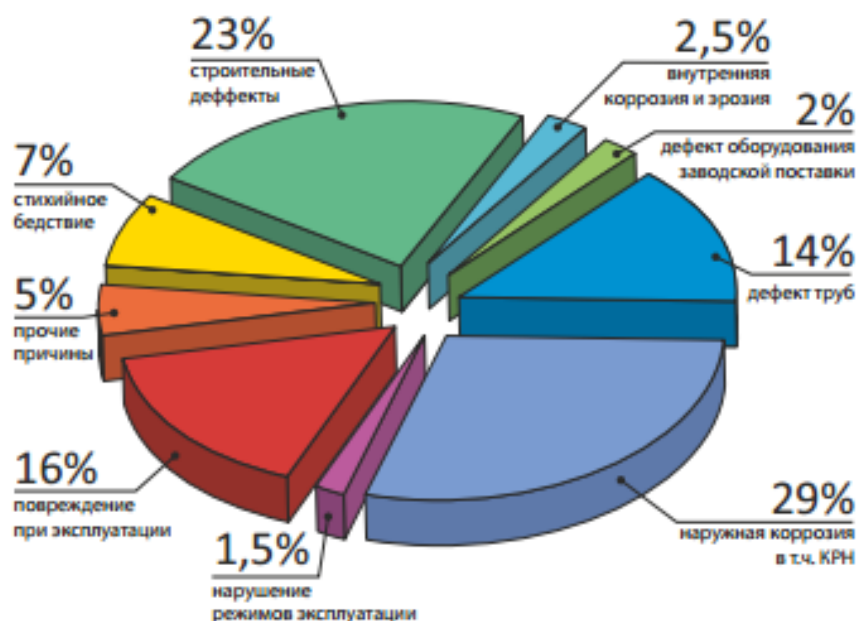


Рис. 1. Структура повреждений, дефектов магистральных трубопроводов

Актуальность. В настоящее время все больше внимания уделяется вопросам повышения уровня безопасности эксплуатации опасных производственных объектов. Из вышеназванного можно заключить, что основной проблемой магистрального трубопроводного транспорта является коррозия в различных ее проявлениях. Вследствие этого для Западно-Сибирского региона необходимость проведения анализа и внедрения новых методов диагностики магистральных нефтепроводов носит особо острый характер.

Объект исследования и предмет. Объектом исследования, при подземной прокладке, является процесс взаимодействия «труба-земля», предметом – магистральный нефтепровод Западно-Сибирского региона.

Цели и задачи. Цель данной работы является анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в Западно-Сибирском регионе. Задача – изучение основных методов диагностики, сравнение их между собой, на основании этого предложение своего варианта и его технологического описания

Обзор литературы

Проводя анализ состояния решаемой проблемы среди научной литературы, современных достижений в этой области, можно отметить несколько ключевых моментов.

В Российской Федерации находится в эксплуатации значительное число объектов трубопроводного транспорта. В настоящее время на уровень их надежности оказывает негативное влияние ряд факторов: сложные экономические условия, отсутствие достаточных инвестиций, неуклонное возрастание доли объектов, выработавших нормативный срок, а также с более жесткими режимами эксплуатации. В этих условиях предотвращение аварийных ситуаций и экологическая защита возможны только при своевременном проведении технической диагностики. Это определяет актуальность внедрения новейших методов неразрушающего контроля, обеспечивающих ускорение диагностирования, получение достоверной оценки технического состояния и обоснованного прогнозирования остаточного ресурса безопасной эксплуатации. Именно по результатам диагностического контроля устанавливаются объем капитального или выборочного ремонтов. [1] Так отзываются авторы работы об актуальности исследования и дальнейшего усовершенствования методов диагностики трубопроводного транспорта.

Продление срока надежной и безопасной службы трубопроводных систем в условиях интенсивного их старения — важнейшая задача, в которой доминирующую роль играют результаты диагностирования их технического состояния. [2] Говоря эти слова, авторы статьи рассмотрели возможность применения техники фазированных антенных решеток (ФАР) в технологиях ультразвукового контроля и вот к какому выводу они пришли: «Применение ФАР в технологиях внутритрубной диагностики обеспечивает надежное выявление трещиноподобных дефектов в сварных швах, вмятинах, а также возможность определения точечной потери металла во вмятине.» [2]

В следующей статье рассматриваются проблемы обеспечения безопасной

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.					Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева					9	88
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

эксплуатации магистральных трубопроводов нефти и газа. Теоретически обосновываются предпосылки возникновения потенциально опасных участков. Предлагаются перспективные пути совершенствования методов неразрушающего контроля магистральных трубопроводов на основе мультифрактальной параметризации. [3]

В 2011 году руководством компании «Самотлорнефтегаз» (ОАО «СНГ»), эксплуатирующей крупнейшее в России Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение, была поставлена амбициозная задача - обследование технологических трубопроводов путем сплошного сканирования их поверхности. Было положено начало концептуально нового подхода, предполагающего 100% сканирование всей поверхности трубопровода и позволяющего перейти от замены участков трубопроводов к адресному ремонту. Таким образом, благодаря внедрению концепции сплошного сканирования удалось повысить выявляемость дефектов в 45 раз по сравнению с традиционными методами контроля. [4]

В связи с рядом проблем, возникающих в процессе внутритрубной диагностики, целесообразным является выделение наиболее информативного и наименее затратного метода, не требующего проникновения в полость трубы. [5] Взяв за основу эту идею и рассмотрев в данной работе методы внутритрубной диагностики, я предложил методику оценки состояния защитного покрытия трубопроводов диагностическим комплексом «Орион-3М».

					Обзор литературы	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Объект и методы исследования

Природные ресурсы и условия Западной Сибири

Климат района – резко континентальный. Большую часть его территории занимает Западно-Сибирская равнина, на юге расположены горы Алтая, хребты Горной Шории, Салаирский кряж, Кузнецкий Алатау. Поскольку район находится во всех природных зонах, от тундровой до степной, на его территории представлена вся гамма почв – от тундровых до черноземов.

На территории Западной Сибири формируются основные топливно-энергетические базы России: Западно-Сибирская нефтегазовая, Кузбасс, западное крыло КАТЭК. Район дает 91% газа, 68% нефти и 43% угля от их суммарной добычи по России. На весь обширный Западно-Сибирский регион имеется лишь один нефтеперерабатывающий завод – Омский НПЗ – (НК «Сибнефть»). Кроме этого Уренгойский и Сургутский заводы ОАО «Газпром» перерабатывают газовый конденсат.

Западно-Сибирский регион и в перспективе останется основой формирования ТЭК страны. Следовательно, первоочередными направлениями развития энергетики в регионе остается – развитие и совершенствование нефтегазового комплекса как основы ТЭК страны.

Объект диагностики

Линейная часть магистрального нефтепровода является геотехнической системой большой протяженности, для определения фактического состояния которой нужны регулярные наблюдения не только за телом трубопровода, но и за эксплуатационными режимами, природно-климатическими и техногенными изменениями вдоль трассы трубопровода.

Трубопровод представляет собой инженерное сооружение большой протяженности, работающее в специфических условиях, характеризующихся

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.					Объект и методы исследования		Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева						11	88
Консульт.							Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко							

циклическими и динамическими нагрузками, изменением механических свойств материала в течении длительной эксплуатации, наличием дефектов материала, коррозией, взаимодействием с грунтами. Значительное влияние на надежность трубопровода оказывают дефекты, часть которых образуется при изготовлении, транспортировке и сооружении трубопровода. В ходе эксплуатации трубопровода возможно развитие заводских и строительных дефектов, а также появление дополнительных дефектов в результате коррозионного или механического повреждения труб, действующих циклических и термодинамических нагрузок.

Методы диагностики

Ультразвуковая дефектоскопия – это метод предложенный С.Я. Соколовым в 1928 году и основанный на исследовании процесса распространения ультразвуковых колебаний с частотой 0,5–25 МГц и дальнейшего анализа их амплитуды, времени прихода, формы и других характеристик в контролируемых изделиях с помощью специального оборудования – ультразвукового дефектоскопа. Является одним из самых распространенных методов неразрушающего контроля.

Ультразвуковой метод неразрушающего контроля основан на введении в тестируемый объект высокочастотной волны для получения информации о его состоянии. Существует два основных принципа использования ультразвука. Первый основан на измерении времени пробега ультразвука в изделии, второй – на измерении амплитуды отраженного сигнала.

Основы ультразвукового контроля

1. Виды акустических волн

Упругие акустические волны – волны, осуществляющие перенос энергии без переноса вещества. Акустические волны используют в различных отраслях производства.

Акустические волны могут возникать в любой среде:

1. В твердом теле (металл, оргстекло);
2. В жидкой среде (вода, спирт, масло);
3. В газообразной среде (воздух и другие газы).

В зависимости от частоты колебаний акустические волны делятся на 4 вида:

					Объект и методы исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		12

1. Акустические волны с частотой менее 20 Гц называют инфразвуком.
2. Акустические волны с частотой от 20 Гц до 20 кГц называют звуком.
3. Акустические волны с частотой от 20 кГц до 1000 МГц называют ультразвуком.

Ультразвук используют для неразрушающего контроля бетонных блоков строительных конструкций, сварных швов магистральных трубопроводов конструкций, сварных швов магистральных трубопроводов и других областях контроля.

4. Акустические волны с частотой более 1000 МГц называют гиперзвуком.

2. Акустические характеристики материалов

Одной из основных характеристик упругих волн является длина волны λ . Она пропорциональна размеру выявляемого дефекта и определяется по формуле.

$$\lambda = C / f \quad (1)$$

где λ – длина волны (м);

C – скорость распространения ультразвука в материале (м/с);

f – частота колебаний волны (Гц).

3. Типы ультразвуковых волн

Продольными называются волны, распространение которых совпадает с направлением колебания частиц контролируемой среды. Продольная волна может быть возбуждена: в твердом теле, в жидкой и газообразной средах. Скорость распространения продольной волны в стали составляет примерно $C_l = 5850$ м/с.

Поперечными называются волны, которые распространяются в направлении перпендикулярном направлению колебания частиц контролируемой среды.

Поперечная волна может быть возбуждена только в твердом теле. Скорость распространения поперечной волны в стали примерно составляет $C_t = 3230$ м/с, то есть в 1,8 раз меньше чем скорость распространения продольной волны.

4. Свойства ультразвуковых волн

Ультразвуковые волны обладают следующими свойствами:

1. Затухание ультразвуковых колебаний, проявляется поглощением и рассеянием;

					Объект и методы исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		13

2. Отражение ультразвуковых колебаний (при нормальном падении волн);
3. Преломление ультразвуковых колебаний (при наклонном падении волн);
4. Трансформация ультразвуковых колебаний.

Затухание ультразвуковых колебаний. По мере удаления от излучателя амплитуда колебаний частиц постепенно убывает. Это обусловлено геометрическим расхождением лучей, что приводит к увеличению ширины ультразвукового пучка, а также потерями в металле рельса, приводящими к постепенному затуханию колебаний при их распространении.

Поглощение – переход акустической энергии волны в тепловую энергию за счет внутреннего трения между частицами вещества контролируемого изделия.

Рассеяние – изменение направления распространения части энергии акустической волны вследствие неоднородности материала изделия.

В углеродистой стали затухание ультразвука невелико, поэтому ультразвуковые колебания с частотой 2,5 МГц распространяются в ней на длину до 5 метров.

Отражение ультразвуковых колебаний. Если на пути распространения ультразвуковой волны встречается среда с другими акустическими свойствами, то одна часть энергии проходит во вторую среду, а другая часть – отражается в первую, возвращается в обратном направлении. Распределение энергии между отраженной и прошедшей волнами, определяется соотношением их акустических свойств.

На отражении упругих волн от несплошностей, основана выявляемость дефектов при эхо – методе, т.к. по своим акустическим свойствам несплошности (трещины, поры, шлаковые включения и др.) отличаются от основного материала.

Преломление и трансформация ультразвуковых колебаний. При наклонном падении продольной волны из твердой среды 1 в твердую среду 2, на границе этих двух сред происходит: отражение, преломление и трансформация (расщепление) волны.

На практике для обеспечения падения продольных волн под углом используют наклонные пьезоэлектрические преобразователи.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		14

5. Пьезоэлектрические преобразователи. Виды и принципы работы.

Пьезоэлектрические преобразователи предназначены для возбуждения и приёма ультразвуковых волн (колебаний) частотой от 1 до 5 МГц. Пьезоэлектрические преобразователи изготавливают по ГОСТ 26266 – 84. В технической литературе и нормативно – технической документации пьезоэлектрические преобразователи могут обозначаться аббревиатурой ПЭП.

В настоящее время используют пьезоэлектрические преобразователи трех видов:

1. Совмещенные – состоят из одного пьезоэлемента, который в один момент времени выполняет роль источника, а в следующий момент времени – роль приёмника ультразвука;

2. Раздельно – совмещенные – состоят из двух пьезоэлементов (один – источник, а другой – приёмник ультразвука) расположенных в одном корпусе и разделенных защитным акустическим экраном;

3. Раздельные – пьезоэлемент в преобразователе выполняет роль только источника или только приёмника ультразвука.

Методы ультразвукового контроля

В настоящее время существует классификация методов ультразвукового контроля:

- эхо метод.
- зеркально-теневой метод.
- зеркальный метод.
- теневой метод.
- дельта метод.

1) Эхо – импульсный метод

Эхо – импульсный метод ультразвукового контроля основан на излучении в объект контроля зондирующих импульсов и регистрации эхо сигнала, отраженного от дефекта.

Временной интервал между зондирующими импульсами и эхо – импульсами пропорционален глубине залегания дефекта, а, амплитуда сигнала – размеру дефекта. Метод является самым распространенным.

					Объект и методы исследования	Лист
						15
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

К преимуществам эхо – метода относятся:

1. Односторонний доступ к изделию;
2. Относительно большая чувствительность к внутренним дефектам;
3. Высокая точность определения координат дефектов;

К недостаткам эхо – метода можно отнести:

1. Низкую помехоустойчивость к поверхностным отражателям;
2. Резкую зависимость амплитуды эхо – сигнала от ориентации дефекта;
3. Невозможность контроля акустического контакта в процессе

перемещения ПЭП по объекту контроля ввиду отсутствия эхо – сигналов на бездефектных участках.

Глубину залегания дефекта можно легко определить, зная скорость и время распространения ультразвука в направлении до дефекта и обратно.

Реализация метода возможна несколькими способами:

1. Прямым лучом;
2. Прямым и однократно отраженным лучом;
3. Многократно отраженным лучом;
4. По слоям.

Прозвучивание прямым лучом является основным видом выявления дефектов. Такая схема прозвучивания является наиболее помехоустойчивой, так как имеет минимум сложных эхо – сигналов со стороны неровностей.

Недостатком его является наличие мертвой зоны – не просматривается верхняя часть контролируемого изделия глубиной от 3 до 6 мм. Верхнюю часть рельса целесообразно прозвучивать искателями с углом ввода луча 58° или 70° .

Контроль прямым или однократно отраженным лучом осуществляется при перемещении искателя между определенными точками. При применении этого способа мертвая зона отсутствует. Недостатком способа является сложность расшифровки эхо – сигналов, выявляемых отраженным лучом, особенно при изношенной поверхности катания головки рельса.

Контроль по слоям означает, что эхо – сигналы фиксируют только для определенного места (точки) прозвучивания. Он наиболее устойчив к помехам, применяется для изделий толщиной более 50 мм.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		16

2) Зеркальный метод

Зеркальный метод ультразвукового контроля основан на анализе параметров акустических импульсов, отраженных от дефектов и донной поверхности объекта.

При распространении ультразвуковой волны в объекте контроля и попадании её на отражающую поверхность, отражение волны может происходить по двум механизмам. В первом случае отражение акустических импульсов от дефектов происходит под различными углами, отличными от угла падения волны. Это явление возникает, если неровности поверхности дефекта соизмеримы с длиной волны. Такая поверхность называется диффузной.

Во втором случае отражение акустических импульсов от дефектов происходит под углом, равным углу падения, если неровности отражающей поверхности много меньше длины волны среды, из которой падает волна. Такая поверхность названа зеркальной, а отражение зеркальным. Именно в этих случаях и применяется зеркальный метод.

Зеркальный метод реализуется при прозвучивании изделия двумя преобразователями, которые размещены на поверхности сканирования, таким образом, чтобы фиксировать одним преобразователем сигнал, излучаемый другим. Сигнал отражается от донной поверхности и от плоскости дефекта, поступая на приемник.

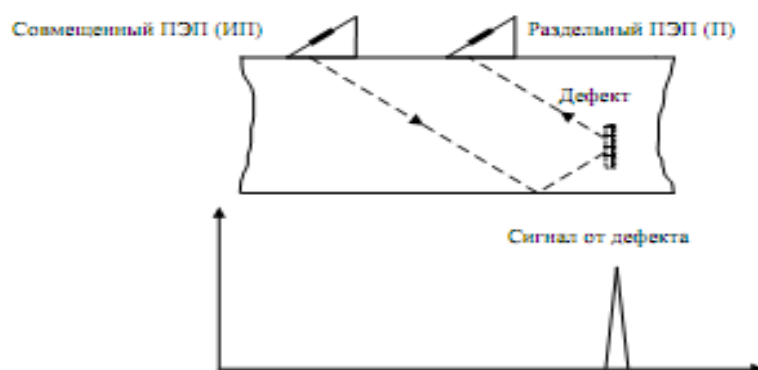


Рис. 2. Схема прозвучивания и А – развертка зеркального метода

На заданном расстоянии от первого преобразователя (ИП), работающего в режиме излучения-приема устанавливают второй, который работает только в

режиме приема (П) – принимает зеркально отраженные от поверхности дефекта сигналы, как показано на рисунке 3.

Расстояние между преобразователями выбирают, исходя из условия наилучшего прозвучивания зоны вероятного местоположения дефектов. Схема расположения преобразователей на прямой, параллельной направлению их перемещения, называется «тандем». Схема расположения преобразователей на прямой, перпендикулярной направлению их перемещения, называется «дуэт».

Зеркальный метод рекомендуется использовать в качестве дополнения к эхо – методу, т.к. при этом эффективнее выявляются вертикальные поперечные трещины. Недостатком метода является необходимость периодически изменять расстояние между преобразователями, особенно при контроле толстостенных изделий.

3) Теневой метод

Теневой метод ультразвукового контроля основан на анализе уменьшения амплитуды прошедшей волны, обусловленного наличием дефекта.

Теневой метод реализуется излучением ультразвукового сигнала преобразователем – источником (И), расположенным на поверхности сканирования, и принятием излучаемого сигнала преобразователем – приемником (П), расположенным на обратной поверхности объекта контроля. Если на пути ультразвуковых волн нет препятствий, отражающих или рассеивающих ультразвуковые волны, то уровень принятого сигнала максимален. Этот уровень резко уменьшается, если в изделии есть дефект.

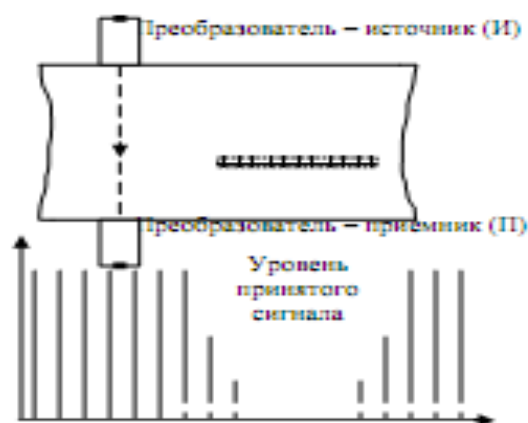


Рис. 3. Схема прозвучивания и А – развертка теневого метода

В отличие от эхо – метода теневой метод имеет высокую помехоустойчивость и слабую зависимость амплитуды принятого сигнала от ориентации дефекта.

Недостатками метода являются: необходимость двухстороннего доступа к объекту контроля, отсутствие информации о координатах дефекта, погрешность показаний прибора, регистрирующего уровень принятого.

Вывод по ультразвуковому контролю

Методы ультразвуковой диагностики широко применяются для изучения внутренних свойств материалов. По полученным данным делаются выводы о состоянии металла, о наличии дефектов и трещин, их характере, размерах и местоположении. Метод обладает высокой селективностью распознавания характера дефектов. Однако на точность диагностики оказывают влияние не только геометрия и внутренняя структура контролируемого изделия, но и ориентация дефектов и форма исследующего пучка. Необходимость контакта излучателя с исследуемым объектом требует тщательной очистки полости трубопровода и присутствия жидкой среды в зоне установки искателя, что значительно усложняет метод.

Ультразвуковая внутритрубная дефектоскопия

Ультразвуковой дефектоскоп предназначен для внутритрубного ультразвукового обследования магистральных трубопроводов с целью обнаружения продольных и поперечных стресс - коррозионных трещин стенок трубопровода, в том числе в продольных и поперечных сварных швах.

В дефектоскопах используется метод, основанный на акустическом эхо-импульсном зондировании стенки трубопровода с использованием ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа с наклонным вводом луча в стенку трубопровода.

					Объект и методы исследования	Лист
						19
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Принцип действия

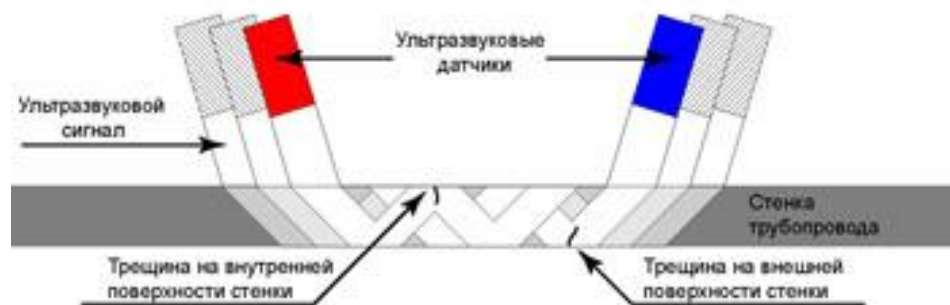


Рисунок 4. Принцип действия дефектоскопа

Метод состоит в регистрации и измерении амплитуды отраженных от трещин сигналов и временных интервалов между зондирующим импульсом, импульсом, отраженным от внутренней стенки трубопровода и импульсом от трещины (рис. 4).

Системы дефектоскопа

Система управления и контроля дефектоскопа обеспечивает: управление сбором и накоплением диагностической информации; регистрацию данных от ультразвуковых датчиков; регистрацию пройденного пути; регистрацию времени работы; передачу информации на внешние накопители после извлечения дефектоскопа из трубопровода для дальнейшей обработки и интерпретации полученных данных; автоматическую настройку и калибровку систем дефектоскопа.

					Объект и методы исследования	Лист
						20
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		



Рисунок 5. Система дефектоскопа

Измерение пройденного дефектоскопом расстояния и привязка аномалий трубопровода к дистанции основывается на одометрической системе, состоящей из нескольких одометрических колес, полный оборот которых сопровождается выработкой определенного количества импульсов. Расстояние автоматически определяется дефектоскопом при известном диаметре одометрического колеса.

Для коррекции дистанции с целью более точного определения места расположения аномалий, а также для обнаружения местоположения дефектоскопа в трубопроводе дефектоскоп оснащен временной маркерной системой приема-передачи низкочастотных электромагнитных сигналов.

Для привязки к угловому положению относительно продольной оси трубопровода дефектоскоп имеет в своем составе маятниковую систему, позволяющую учесть вращение дефектоскопа при движении.

Система регистрации параметров внутренней и внешней среды измеряет давление внешней среды, температуру внутри секций дефектоскопа, контролирует состояние напряжений питания дефектоскопа.

Система записи данных выполнена на основе Flash-памяти. Накопители на её основе не имеют механического привода, что позволяет обеспечить надёжную работу, устойчивость к вибрациям и ударам.

Энергетический блок на основе литиевых батарей обеспечивает возможность автономной работы дефектоскопа.

					Объект и методы исследования	Лист
						21
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Интерфейс связи с оператором на основе носимого персонального компьютера (ноутбука) и канала связи обеспечивает возможность управления режимами работы дефектоскопа, программирования основных параметров прогона, получения оперативной информации, накопленной системой управления в течение всего прогона.

Технические характеристики ультразвукового дефектоскопа CD

Среда перекачки: нефть, нефтепродукты, вода

Диапазон температуры среды эксплуатации: 0 – 50 °С

Допустимая скорость перекачиваемой среды без потери продольного разрешения: 0.1 – 2.0 м/сек

Рекомендуемый диапазон рабочего давления: 0.5 - 8.0 МПа

Минимальный радиус поворота: 3D x 90°

Диапазон толщин стенки: 4 – 30 мм

Ультразвуковой внутритрубный дефектоскоп для прямого высокоточного измерения толщины стенки трубы



Рисунок 6. Ультразвуковой Дефектоскоп WM

Ультразвуковой дефектоскоп предназначен для внутритрубного ультразвукового обследования магистральных трубопроводов с целью выявления дефектов толщины стенки типа потери металла металлургического, механического и коррозионного происхождения, а также расслоений и включений.

В дефектоскопах используется принцип ультразвуковой толщинометрии, основанном на акустическом эхо-импульсном зондировании стенки трубопровода с использованием ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа.

					Объект и методы исследования	Лист
						22
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Системы дефектоскопа

Система управления и контроля обеспечивает: управление сбором и накоплением диагностической информации; регистрацию данных от ультразвуковых датчиков; регистрацию пройденного пути; регистрацию времени работы; передачу информации на внешние накопители после извлечения дефектоскопа из трубопровода для дальнейшей обработки и интерпретации полученных данных; автоматическую настройку и калибровку систем дефектоскопа.

Измерение пройденного дефектоскопом расстояния и привязка аномалий трубопровода к дистанции основывается на одометрической системе, состоящей из нескольких одометрических колес, полный оборот которых сопровождается выработкой определенного количества импульсов. Расстояние автоматически определяется дефектоскопом при известном диаметре одометрического колеса.

Для коррекции дистанции с целью более точного определения места расположения аномалий, а также для обнаружения местоположения дефектоскопа в трубопроводе дефектоскоп оснащен временной маркерной системой приема-передачи низкочастотных электромагнитных сигналов.

Для привязки к угловому положению относительно продольной оси трубопровода дефектоскоп имеет в своем составе маятниковую систему, позволяющую учесть вращение дефектоскопа при движении.

Система регистрации параметров внутренней и внешней среды измеряет давление внешней среды, температуру внутри секций дефектоскопа, контролирует состояние напряжений питания дефектоскопа [9].



					Объект и методы исследования	Лист
						23
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Рисунок 7. Система дефектоскопа

Система записи данных выполнена на основе Flash-памяти. Накопители на её основе не имеют механического привода, что позволяет обеспечить надёжную работу, устойчивость к вибрациям и ударам.

Интерфейс связи с оператором на основе носимого персонального компьютера (ноутбука) и канала связи обеспечивает возможность управления режимами работы дефектоскопа, программирования основных параметров прогона, получения оперативной информации, накопленной системой управления в течение всего прогона [10].

Технические характеристики ультразвукового дефектоскопа (WM)

Среда перекачки: нефть, нефтепродукты, вода

Диапазон температуры среды эксплуатации: 0 – 50 °С

Допустимая скорость перекачиваемой среды без потери продольного разрешения: 0.1 – 2.0 м/сек

Рекомендуемый диапазон рабочего давления: 0.5 - 8.0 МПа

Минимальный радиус поворота: 1.5D x 90°

Диапазон толщин стенки: 3.5 – 30 мм

Ультразвуковой внутритрубный комбинированный (WM&CD)
дефектоскоп для прямого высокоточного измерения толщины стенки трубы и обнаружения трещин на ранней стадии



Рисунок 8. Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп

					Объект и методы исследования	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Ультразвуковой комбинированный дефектоскоп предназначен для внутритрубного ультразвукового обследования магистральных трубопроводов с целью измерения остаточной толщины стенки и обнаружения продольных или поперечных трещин, в том числе в поперечных и продольных сварных швах.

Дефектоскоп позволяет осуществлять, как комбинированное (одновременное), так и раздельное обследование трубопроводов, при котором проводится только измерение остаточной толщины стенки (вариант толщиномера) или только выявление трещин, продольных или поперечных (вариант детектора трещин).

В дефектоскопах используется метод, основанный на акустическом эхо-импульсном зондировании стенки трубопровода с использованием ультразвуковых иммерсионных преобразователей совмещенного типа с перпендикулярным (толщиномер) и наклонным (детектор трещин) вводом луча в стенку трубопровода.

Принцип действия

Принцип работы дефектоскопа в варианте ультразвукового толщиномера состоит в измерении временных интервалов между зондирующим импульсом и импульсами, отраженными от внутренней и внешней поверхностей стенки трубопровода. Временной интервал между зондирующим импульсом и первым отраженным импульсом соответствует расстоянию (отступу) между датчиком и внутренней поверхностью стенки трубы.

Временной интервал между первым и вторым отраженными импульсами соответствует толщине стенки. Отличительной чертой дефектоскопов этого типа является многократное измерение толщины стенки в каждой точке поверхности трубопровода, что повышает качество получаемых измерений.

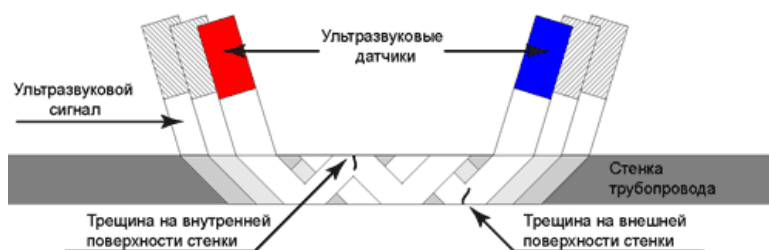


Рисунок 9. Принцип действия дефектоскопа

					Объект и методы исследования	Лист
						25
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Принцип работы дефектоскопа в варианте детектора трещин состоит в регистрации и измерении амплитуды отраженных от трещин сигналов и временных интервалов между зондирующим импульсом, импульсом, отраженным от внутренней стенки трубопровода и импульсом от трещины.

Системы дефектоскопа

Система управления и контроля дефектоскопа обеспечивает: управление сбором и накоплением диагностической информации; регистрацию данных от ультразвуковых датчиков, расположенных с шагом в 11 мм по окружности трубы, через каждые 3 мм дистанции; регистрацию пройденного пути; регистрацию времени работы; передачу информации на внешние накопители после извлечения дефектоскопа из трубопровода для дальнейшей обработки и интерпретации полученных данных; автоматическую настройку и калибровку систем дефектоскопа.

Измерение пройденного дефектоскопом расстояния и привязка аномалий трубопровода к дистанции основывается на одометрической системе, состоящей из нескольких одометрических колес, полный оборот которых сопровождается выработкой определенного количества импульсов. Расстояние автоматически определяется дефектоскопом при известном диаметре одометрического колеса.

Для коррекции дистанции с целью более точного определения места расположения аномалий, а также для обнаружения местоположения дефектоскопа в трубопроводе дефектоскоп оснащен временной маркерной системой приема-передачи низкочастотных электромагнитных сигналов.

Для привязки к угловому положению относительно продольной оси трубопровода дефектоскоп имеет в своем составе маятниковую систему, позволяющую учесть вращение дефектоскопа при движении [9].

Система регистрации параметров внутренней и внешней среды измеряет давление внешней среды, температуру внутри секций дефектоскопа, контролирует состояние напряжений питания дефектоскопа.

					Объект и методы исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		26



Рисунок 10. Система дефектоскопа

Система записи данных выполнена на основе Flash-памяти. Накопители на её основе не имеют механического привода, что позволяет обеспечить надёжную работу, устойчивость к вибрациям и ударам.

Интерфейс связи с оператором на основе носимого персонального компьютера (ноутбука) и канала связи обеспечивает возможность управления режимами работы дефектоскопа, программирования основных параметров прогона, получения оперативной информации, накопленной системой управления в течение всего прогона.

Технические характеристики ультразвукового комбинированного дефектоскопа (WM &CD)

Среда перекачки: нефть, нефтепродукты, вода

Диапазон температуры среды эксплуатации: 0 - 50°C

Допустимая скорость перекачиваемой среды без потери продольного разрешения: 0.1 – 2.0 м/сек

Рекомендуемый диапазон рабочего давления: 0.5 - 8.0 МПа

Минимальный радиус поворота: 1,5D x 90°

Диапазон толщин стенки: 3,5 – 30 мм

Анализ данных

Специалисты Аналитического Центра НГКС по интерпретации данных обрабатывают данные, полученные во время ультразвуковой диагностики, и создают Финальный Отчет, который обычно включает:

- Раскладку трубопровода, включая раскладку секций трубопровода.

					Объект и методы исследования	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- Список особенностей трубопровода.
 - Расчет дефектов на статическую прочность, с использованием различных методик (по усмотрению Заказчика).
 - Классификацию обнаруженных дефектов по степени опасности на основе API 1104, CAN Z 184-M86, 49 CFR, ASME B31.4 (8), BS 7910 и т.д.
 - Рекомендации по объемам капитального (заменой участка) и выборочного ремонта (установкой различных муфт), а также по очередности ремонта дефектов.
 - Анализ качества изготовления труб различными трубными заводами с целью выбора поставщика труб.
 - Оценки качества проведения капитального и выборочного ремонта.
 - Расчета скорости коррозии на трубопроводе.
- Сервисная программа позволяет:
- Работать с комплексной базой данных.
 - Редактировать их, автоматически выбирать необходимую информацию с помощью механизма фильтров и индексов.
 - Позиционироваться на дефекты и особенности.
 - Осуществлять привязку дефектов и особенностей к точкам ориентиров (выпускать сертификаты и листы детализации).
 - Генерировать отчеты в форме, задаваемой пользователем.
 - Систематизировать информацию о проведенном ремонте [11].

Вывод

Описанные методы ультразвукового обследования наиболее распространены и требуют внедрения в полость трубы автономных приборов-дефектоскопов. Внутритрубное вмешательство дает широчайший спектр информации о состоянии стенок трубопровода, однако, у него существует ряд недостатков технического и экономического плана. Крупногабаритный прибор-дефектоскоп включает большое число датчиков и электронных систем. Для труб со значительной разницей внутренних диаметров необходимо применять различные приборы. Техническая неготовность трубопроводов к внутритрубной диагностике может значительно затруднить прохождение прибора. Высокая стоимость

					Объект и методы исследования	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		28

работ по подготовке трубопровода к обследованию, обусловленная необходимостью обустройства линейного участка камерами пуска-приема снаряда и предварительной очистки полости трубопровода, делает данные методы менее доступными

					Объект и методы исследования	Лист
						29
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Аналитический обзор

Во многом предъявление в последнее время повышенных уровней промышленной и экологической безопасности связано с тем, что большое количество трубопроводов проложено на территории компактного проживания людей.

Статистика аварийности свидетельствует, что большинство аварий на трубопроводах связано с коррозионными повреждениями стенки трубы, которые в свою очередь происходят в тех местах, где имеются дефекты изоляционного покрытия. Это обстоятельство побуждает трубопроводные компании разрабатывать и реализовывать мероприятия, направленные на повышение уровня противокоррозионной защиты, а также на совершенствование методов их контроля. Одним из направлений в этих мероприятиях является повышение требований к противокоррозионным покрытиям, как на стадии строительства, реконструкции, так и в процессе эксплуатации трубопроводов. Современные изоляционные материалы и совершенствование способов их нанесения на трубу, позволили поднять уровень электрического сопротивления изоляции трубопроводов в несколько раз на начальной стадии их эксплуатации. Внедрение современных изоляционных покрытий требует применения совершенных инструментов и способов контроля для проведения мониторинга технического состояния изоляционных покрытий, начиная от ввода в эксплуатацию новых трубопроводов и далее в процессе их эксплуатации. В настоящее время применяемые методы диагностики не позволяют достаточно точно и эффективно оценивать состояние изоляционного покрытия трубопровода и прогнозировать его дальнейшее состояние.

Учитывая существенные недостатки, которыми обладают существующие на сегодняшний день приборы и методы, ООО «ИнЭнКом» разработало и изготовило уникальный диагностический комплекс «Орион-3М». Данный диагностический комплекс предназначен для

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона				
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата					
Разраб.					Аналитический обзор		Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева						30	88
Консульт.							Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко							

обследования фактического состояния и положения подземных трубопроводов и разработан на основе нового метода (метод магнитной локации)

Технологическое описание диагностического комплекса «Орион-3М»

Настоящая методика разработана с целью установления требований и критериев оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструкцией, капитально отремонтированных или эксплуатируемых трубопроводов, расчета величин локального и интегрального сопротивления защитных покрытий и определения сроков ремонта защитных покрытий

Назначение и область применения

Методика предназначена для оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструкцией, капитально отремонтированных или эксплуатируемых подземных металлических трубопроводов с помощью диагностического комплекса «Орион-3М».

Методика позволяет проводить оценку интегральной величины сопротивления изоляционного покрытия вновь построенных, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов на заданном участке. Оценка величины сопротивления изоляционного покрытия осуществляется как для отделенных участков трубопровода, так и для врезанных участков.

Предлагаемая технология позволяет осуществлять в автоматическом режиме комплексное обследование трубопровода и определять следующие технические параметры:

- величину интегрального сопротивления защитного покрытия;
- величину суммарной и удельной площади дефектов защитного покрытия на участке измерений;
- остаточный ресурс защитного покрытия;
- распределение тока катодной защиты, границы защиты средств ЭХЗ;
- глубину залегания и трек трассы трубопроводов и электрических кабелей, определения углов поворота и изгиба труб.

Методика позволяет осуществлять оценку состояния защитных покрытий эксплуатируемых трубопроводов и определять их эффективность и сроки вывода в капитальный ремонт.

					Аналитический обзор	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		31

Методика позволяет обнаруживать и координировать в автоматическом режиме места пересечений трубопровода с действующими коммуникациями сторонних организаций: трубопроводами и электрическими кабелями.

Общие положения

Эффективность защитных покрытий определяется их способностью сохранять свои свойства в процессе эксплуатации подземных трубопроводов в соответствии с действующими техническими требованиями.

Основными свойствами защитного покрытия подземного трубопровода является его электрическое сопротивление, диэлектрическая сплошность, величина адгезии и площадь дефектных участков.

Оценку эффективности защитных покрытий следует осуществлять в процессе строительства, реконструкции и эксплуатации с периодичностью и по нормам, установленным ГОСТ Р 51164-98.

На основании результатов оценки эффективности покрытия принимают решение о введении в эксплуатацию трубопровода (участка трубопровода) продолжении эксплуатации защитного покрытия, либо выполнении необходимого объема ремонтных работ средств электрохимической защиты и защитного покрытия.

Требования к контролю состояния защитных покрытий, вводимых в эксплуатацию и реконструированных подземных трубопроводов.

- Основные требования к контролю состояния защитных покрытий, вводимых в эксплуатацию и реконструированных подземных трубопроводов приведены в Р Газпром 9.4-013-2011.

- Нормируемое сопротивление защитного покрытия подземных трубопроводов на начальный момент эксплуатации в зависимости от типа изоляции приведено в таблице 1.

Приемка в эксплуатацию трубопровода осуществляется на основании измеренной величины интегрального сопротивления защитного покрытия и соответствия сопротивления изоляции величинам, указанным в таблице 1.

					Аналитический обзор	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Таблица 1. – Сопротивление защитного покрытия на начальный момент эксплуатации вновь построенных и реконструируемых подземных трубопроводов

Тип защитного покрытия	Начальное сопротивление защитного покрытия уложенного в траншею и засыпанного трубопровода, R_{m0} , Ом м ² , не менее	Коэффициент γ , 1/год	Плотность защитного тока на начальный момент эксплуатации трубопровода, i_0 , мА/м ² , не более
Заводские двух-, трехслойные полиэтиленовые и полипропиленовые покрытия	$3 \cdot 10^5$	0,05	1,5
Полимерные покрытия на основе термореактивных смол и битумно-полимерных мастик	110^5	0,08	3,7

Примечание. При контроле состояния защитных покрытий линейных участков подземных трубопроводов, не содержащих в своем составе трубопроводной арматуры, на которых проведена реконструкция трубопровода с применением изоляционных покрытий из новых материалов, рекомендуемое сопротивление изоляции на начальный период эксплуатации R_m - не менее 110^8 Ом м²; при этом измерения следует проводить при плотности защитного тока не более 0,005 мА/м.

Основные положения по оценке эффективности защитных покрытий эксплуатируемых подземных трубопроводов и вывода их в капитальный ремонт.

Согласно требованиям, ГОСТ Р 51164-98 контроль защитных покрытий подземных трубопроводов в условиях эксплуатации должен включать в себя

					Аналитический обзор	Лист
						33
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

При применении существующих технологий интегральная оценка выполняется по величине расчетного сопротивления изоляции участка трубопровода, а для локальной оценки дополнительно осуществляют поиск дефектов в защитном покрытии и определение физико-химических свойств изоляции в контрольных шурфах.

При контроле состояния защитных покрытий подземных трубопроводов электрометрическими методами следует отключать подключенные к трубопроводу вспомогательные электроды, датчики коррозионного мониторинга и протекторы.

Интегральное состояние защитного покрытия на участках подземных трубопроводов рекомендуется оценивать по величине сопротивления изоляции трубопровода. Критерии интегральной оценки состояния защитного покрытия подземных трубопроводов, находящихся в эксплуатации и построенных после 01.07.1999 представлены в таблице 2 и рисунке 11.

Таблица 2. - Критерии интегральной оценки состояния защитного покрытия подземных трубопроводов, находящихся в эксплуатации с 01.07.1999

Интегральная оценка состояния защитного покрытия					Величина сопротивления защитного покрытия, Омм , для трубопровода с начальным сопротивлением изоляции, не менее			
					3-10 ⁵	1-10 ⁴	510 ⁴	
					Аналитический обзор			Лист
								34
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата				

Хорошее	более $8 \cdot 10^4$ (*)	Более $1 \cdot 10^4$ (*)	более $5 \cdot 10^3$ (*)
Удовлетворительное	от $5 \cdot 10^3$ до $8 \cdot 10^4$	от $2,5 \cdot 10^3$ до $1 \cdot 10^4$	от $1,2 \cdot 10^3$ до $5 \cdot 10^3$
Плохое	от 10^3 до $5 \cdot 10^3$	от $5 \cdot 10^2$ до $2,5 \cdot 10^3$	от $2,5 \cdot 10^2$ $1,2 \cdot 10^3$ до
Практически отсутствует	менее $1 \cdot 10^3$	менее $5 \cdot 10^2$	менее $2,5 \cdot 10^2$

* С учетом срока эксплуатации защитного покрытия.

При интегральных оценках состояния защитного покрытия «плохое» и «практически отсутствует» (см. таблицу 2) покрытие признают неэффективным, в связи с чем, рекомендуется проведение мероприятий по ремонту защитного покрытия в соответствии требованиями с Р Газпром 9.4-013-2011 ('приложение Б).

Для трубопроводов, построенных до 01.07.1999, независимо от конструкции изоляционного покрытия, при сроках эксплуатации более 30 лет, рекомендуется принимать минимальное значение переходного сопротивление трубопровода, соответствующее интегральной оценке «Удовлетворительное» $R_{уд}$ равным $1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

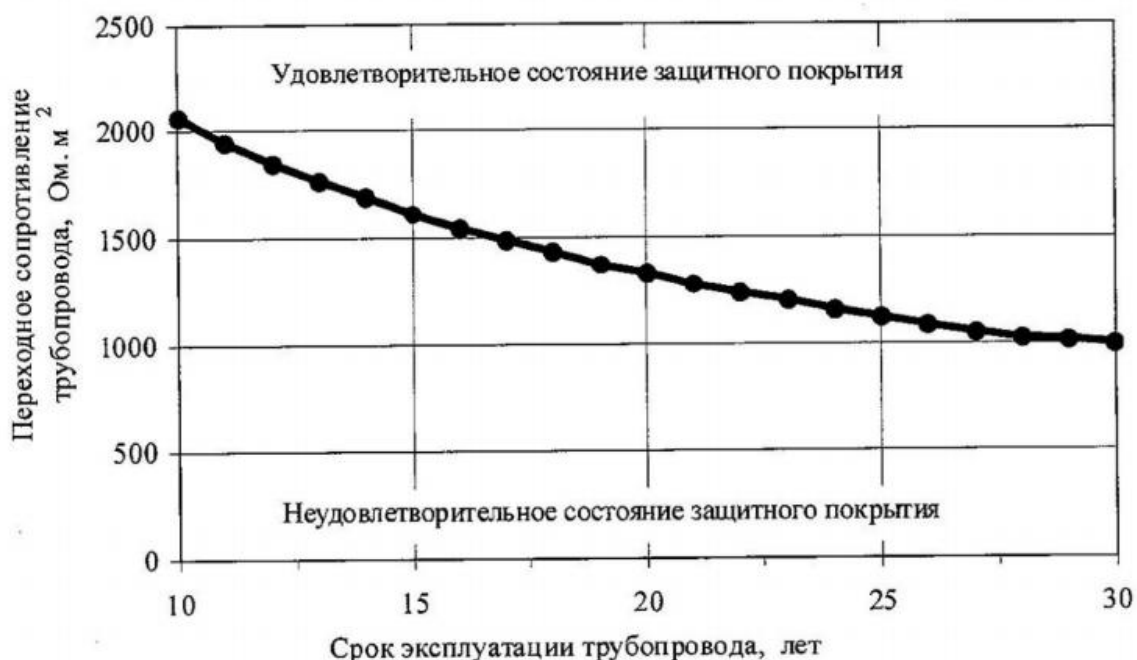


Рисунок 11. - Состояние защитного покрытия трубопровода, построенного до 01.07.1999, оцениваемое по величине его сопротивления с учетом длительности эксплуатации трубопровода

Прогнозирование изменения во времени сопротивления изоляции трубопровода $R_{из}(t)$, Ом*м², осуществляют по формуле:

$$R_{из}(t) = R_{из0} * e^{-yt}, (1)$$

где $R_{из0}$ - начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом*м²;

y - коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени (см. таблицу 1), 1/год;

t - срок эксплуатации трубопровода, год.

Оценка состояния и эффективности защитных покрытий подземных трубопроводов

При проведении оценки состояния защитного покрытия эксплуатируемого подземного трубопровода рассматриваемый участок разбивают на отдельные конечные участки при условии, что их протяженность составляет не менее 200 метров, и проводят интегральную оценку защитного покрытия каждого участка отдельно.

При оценке состояния покрытий рекомендуется проводить ранжирование участков по величине интегрального показателя состояния защитного покрытия.

По результатам ранжирования (по возможности с учетом данных ВТД) назначают контрольные шурфования в объеме, достаточном для достоверной оценки состояния защитных покрытий по требованиям СТО Газпром 2-3.5-454-2010 (пункт 12.3.8). Объем обследований в шурфах и оформление акта шурфования проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3- 310-2009.

Описание диагностического комплекса

В состав диагностического комплекса входят: магнитный локатор «Орион-3М», поисковый низкочастотный генератор «Орион-ГП», переносной полевой компьютер для регистрации данных с блоками управления и позиционирования, СП, наушники, рации и технологическая оснастка для заземления генератора.

Поисковый генератор «Орион-ГП» две базовые частоты: 17 и 280 Гц. Генератор обеспечивает помехозащищенность комплекса от влияния электромагнитных полей соседних катодно-защищенных трубопроводов, за счёт подачи на обследуемый трубопровод специального кодированного сигнала.

На рисунке 12 представлены: диагностический комплекс серии «Орион-3М» с поисковым генератором «Орион-ГП».



Рисунок 12. - Диагностическое оборудование: а - «Орион-3М», б - генератор «Орион-ГП»

Климатические условия применения комплекса:

- температура окружающего воздуха, °С - от минус 20 до плюс 45;
- относительная влажность воздуха, % - до 90 при 30°С;
- атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.) - 70-106.7 (537-800).

Группа механического исполнения, в соответствии с ГОСТ 30631-99, М19.

Степень защиты оболочки генератора и локатора в соответствии с ГОСТ 14254-96 (п.п. 13.4, 14.2.4 и п.п. 13.2, 14.2.3).

Комплекс обладает автоматической системой позиционирования оператора над осью трубопровода с погрешностью ± 50 см; а также позволяет автоматически определять места пересечений обследуемого трубопровода с подземными коммуникациями сторонних организаций (трубопроводами и электрическими кабелями).

Комплекс имеет высокую степень помехозащищённости от электромагнитных помех соседних трубопроводов, оборудованных системой

ЭХЗ, и электрических кабелей, расположенных в техническом коридоре; позволяет диагностировать трубопроводы на технологических площадках.

В отличие от существующих технологий методика с применением диагностического комплекса «Орион-ЗМ» позволяет осуществлять как интегральную, так и локальную оценку состояния защитных покрытий участка подземного трубопровода без проведения шурфования.

Последующий осмотр защитного покрытия в шурфах проводится для уточнения причин неудовлетворительного состояния защитного покрытия.

Порядок проведения работ по технологии оценки состояния защитного покрытия законченных строительством, реконструируемых и эксплуатируемых трубопроводов

На рисунке 13 представлена схема проведения измерений с использованием диагностического комплекса «Орион-ЗМ».

					Аналитический обзор	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

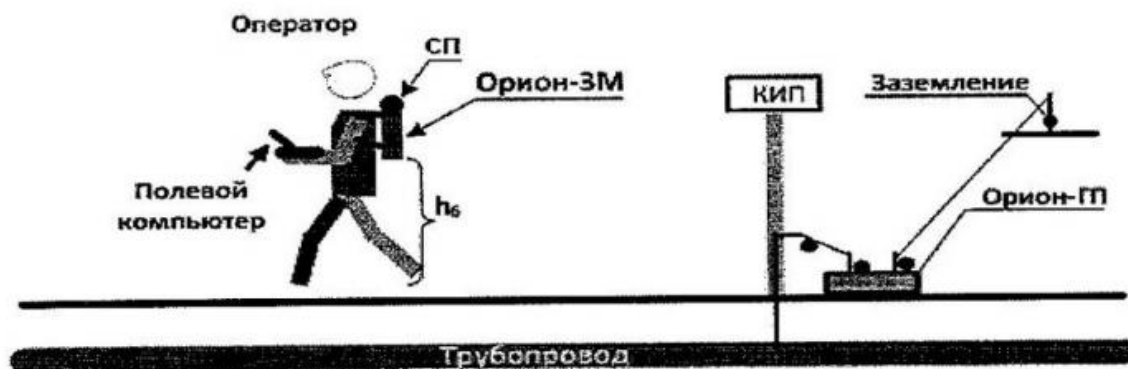


Рисунок 13. Схема проведения измерений на участке трубопровода.

Измерение параметров изоляционного покрытия на участке трубопровода следует проводить в следующей последовательности:

Перед началом обследования отрицательную клемму генератора «Орион-ГП» подключить к контрольному выводу КИП. Положительную клемму генератора подключить к заземлению. При этом заземление должно быть установлено на расстоянии не менее 50 метров от КИП (в перпендикулярном направлении от оси трубопровода).

Величину мощности генератора установить таким образом, чтобы в 80-100 метрах от места его подключения сигнал был на уровне 800... 1500 единиц его показаний.

После подключения генератора к КИП разместить комплекс «Орион-ЗМ» на спине и запустить программу его работы.

Подойти к КИПу и создать файл (присвоить ему имя). Измерить базовое расстояние от нижнего датчика комплекса до поверхности земли (далее база) и занести его значение в базу данных полевого компьютера вместе с именем оператора. База измеряется и заносится в компьютер каждый раз, когда меняется оператор или начальная точка отсчета (измерения).

Кроме КИПа начальной точкой отсчета может быть место установки СКЗ или любой объект, установленный на трубопроводе (маркер, запорная арматура и т. д.).

Запустить СП. После фиксирования СП необходимого количества спутников (не менее 7 шт.) следует надеть наушники и начать движение по трассе трубопровода.

					Аналитический обзор	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

В процессе обследования при движении вдоль трубопровода комплекс автоматически позиционирует оператора над осью трубопровода с погрешностью не более ± 50 см. Эта функция выполняется следующим образом:

Если оператор идет по трассе с заданной точностью позиционирования над осью трубопровода, то в наушниках слышится слабый прерывистый монотонный сигнал. В случае отклонения от оси трубы на расстояние более 50 см, например, вправо, в правом наушнике изменяется сигнал: он становится громким и часто прерывистым. Оператор корректирует свое движение, смещаясь влево до тех пор, пока сигнал в наушниках вновь не станет монотонным. Допускается отслеживание позиционирования над осью

трубопровода по интерфейсу полевого компьютера. Скорость движения по трассе выбирается оператором самостоятельно, обеспечивая точное позиционирование над осью трубы.

В процессе обследования отслеживать на мониторе компьютера сигнал генератора, который должен находиться на уровне не ниже 400 единиц. Если в процессе обследования сигнал генератора становится недопустимо слабым, компьютер автоматически подает звуковой сигнал. В этом случае необходимо остановиться, связаться с оператором, находящегося у генератора и дать команду на подъём его мощности, внести в базу данных компьютера отметку «подъём сигнала», продолжить обследование.

При приближении к внешним объектам - линиям электропередач, автомобильной или железной дороге, ручью (водной преграде), пашне и т.д., пересекаемых трубопроводом ввести в компьютер отметку с указанием кода пересечения и текстовые комментарии. Наличие подземных металлических объектов (действующих кабелей, труб и иных коммуникаций) комплекс фиксирует автоматически.

Кроме фиксирования внешних объектов следует вносить в блокнот комментарии о состоянии трассы, её объектах, пересечениях, пояснять причины невозможности прохождения определенных мест трассы и делать другие пометки.

В процессе прохождения оператором заданного участка комплекс автоматически с шагом сканирования не более 0,1 метра регистрирует

					Аналитический обзор	Лист
						40
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

параметры переменного магнитного поля трубопровода.

На основании заложенных в компьютерную программу алгоритмов комплекс осуществляет расчет значений величин сопротивлений изоляционного покрытия локальных участков трубопровода или интегрального значения сопротивления изоляционного покрытия участка трубопровода в целом.

В приложении А приведен алгоритм оценки величины сопротивления изоляционного покрытия и номограммы (приложение Б) для его определения.

По завершению прохождения участка трассы проконтролировать качество отснятой информации с помощью программы контроля файлов.

Программа автоматически определяет качество отснятой информации и выдает оператору причины неудовлетворительных результатов. При выше указанных результатах, выявленных программой, включая отклонение от оси более чем на один метр без обоснованных причин повторно пройти весь участок.

Обработка и оформление данных о техническом состоянии защитного покрытия трубопровода

В алгоритм программы комплекса заложены общепринятые формулы по оценке состояния изоляционных покрытий трубопроводов, разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и разрешенные к применению в ОАО «Газпром» /2/, а также номограммы для оценки сопротивления изоляционного покрытия трубопроводов диаметром от 159 до 1420 мм /3/.

Программа комплекса рассчитывает величины интегральной оценки сопротивления изоляционного покрытия $R_{из}$ вновь построенного или реконструированного трубопровода, как для его отдельных участков (величиной не менее 200 метров), так и для всего участка трубопровода в целом. Максимальная расчетная величина сопротивления изоляционного покрытия составляет $1 \cdot 10^8 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

Для эксплуатируемых трубопровода программа комплекса позволяет определять значения удельной площади оголения S_d и рассчитывать оптимальное время эксплуатации изоляционного покрытия трубопровода до его ремонта.

					Аналитический обзор	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		41

Форма представления данных с привязкой к КИПам, координатами участков изоляционного покрытия, имеющих различные значения категории качества, а также их протяжённость, приведена в таблице 3.

Таблица 3. - Расчетные параметры изоляционного покрытия

Участок трубопровода	Длина участка (м)	$R_{из}, \text{ Ом}^* \text{ м}^2$	$S_{д}, \text{ мм}^2 / \text{ м}^2$	$T_{ост}, \text{ лет}$	Расстояние от КИП, (м)		Координаты участков в системе СП			
					начало	конец	начало		конец	
							долгота	широта	долгота	широта

Такое представление данных делается для удобства поиска дефектного участка изоляционного покрытия на местности для проведения шурфования.

Итоговые результаты технического состояния изоляционного покрытия на обследованном трубопроводе, ранжированные в соответствии с таблицей 2, сводятся в таблицу 4.

Таблица 4. - Техническое состояние изоляционного покрытия по оценке $R_{из}$

Категория качества		Количественная оценка	
Цветовая гамма	Оценка	Протяженность, (м)	% от общего
	Хорошее		
	Удовлетворительное		
	Плохое		
	Практически отсутствует		

В таблицу 5 сводятся итоговые результаты оценки площади сквозных дефектов изоляционного покрытия по обследованному участку трубопровода.

Таблица 5. – Оценка площади сквозных дефектов

Категория изоляционного покрытия по величине площади сквозных дефектов	$S_{д}, (мм^2/м^2)$	Общая длина, (м)	Процентное отношение
Мелкие одиночные дефекты	0,01-0,16		
Дефекты в небольшом количестве	0,16-4,0		
Значительная площадь оголенного металла	4,0-400,0		
Покрытие сильно разрушено	400,0- 40000,0		
Следы покрытия	свыше 40000		

В таблицу 6 сводятся итоговые расчётные величины остаточного ресурса изоляционного покрытия обследованного трубопровода, определенные с учетом формулы 1 (п. 5.2.92.2.9).

Таблица 6. - Техническое состояние изоляционного покрытия по оценке $T_{ост}$

Показатели технического состояния изоляционного покрытия	Общая протяженность, (м)	Процентное отношение, %
Покрытие, не имеющее ресурса		
Остаточный ресурс 5 и менее лет		
Остаточный ресурс от 5 до 10 лет		
Остаточный ресурс свыше 10 лет		

Контроль технического состояния изоляционного покрытия в шурфах

Контрольные вскрытия трубопроводов проводятся с целью проверки результатов обследования технического состояния изоляционного покрытия. В первую очередь рекомендуются для вскрытия участки трубопровода, где совпадают координаты месторасположения изоляционного покрытия «плохого» или «практически отсутствует» качества с координатами участков высокой коррозионной агрессивности грунтов; с дефектами, обнаруженными по результатам ВТД (аномалий напряженного состояния трубы и т.п.).

В шурфах выполняются следующие виды визуально-измерительного контроля: фотосъёмка изоляционного покрытия, контроль адгезии плёнки покрытия к трубе; толщины покрытия и другие измерения, если они указаны в техническом задании заказчика. Результаты контроля качества изоляционного покрытия в шурфах оформляются актом, который подписывается представителями исполнителя работ и заказчика.

Рекомендации по очередности ремонта

Оценка коррозионной защищенности обследованного участка трубопровода проводится на основании анализа данных полученных в ходе выполнения полевых работ и камеральной обработки результатов обследования и состоит в следующем:

Проведение анализа технического состояния изоляционного покрытия по категориям качества, в ходе которого устанавливается общая протяженность участков с «хорошим», «удовлетворительным» и «плохим» и «практически отсутствует» состоянием изоляционного покрытия

(таблица 4).

Проведение анализа технического состояния изоляционного покрытия по категории величины интегральной площади дефектов изоляционного покрытия (таблица 5).

Проведение анализа технического состояния изоляционного покрытия по величине остаточного ресурса его эксплуатации (таблица 6).

Проведение анализа величин защитного потенциала над зонами повреждения изоляционного покрытия, на КИПах и на границах защиты станций катодной защиты, которые не должны быть ниже уровня, установленные ГОСТ Р

					Аналитический обзор	Лист
						44
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

51164-98.

Проведение анализа коррозионной агрессивности грунтов на участках с «плохим» и «практически отсутствует» качеством изоляционного покрытия.

Проведение выборочных вскрытий трубопровода в шурфах, протяженностью до 5 метров (не менее 3-х диаметров трубы), в местах, рекомендованных в разделе 6. Цель шурфовки - визуальное обследование коррозионных повреждений внешней стенки трубопровода, измерение адгезии покрытия к трубе. Количество шурфов определяется исполнителем работ, которое согласовывается с заказчиком.

После проведения вышеперечисленного анализа, на основании полученных результатов делается заключение о коррозионной защищенности участков обследованного трубопровода. Участок трубопровода считается защищенным от коррозионного воздействия при соблюдении следующего условия - выборочные вскрытия в шурфах в местах «плохого» технического состояния изоляционного покрытия не установили коррозионных повреждений внешней стенки трубопровода.

На основании анализа технического состояния изоляционного покрытия, данных о коррозионной агрессивности грунтов формируются рекомендации по очередности проведения ремонтных работ изоляционного покрытия. При выборе очередности ремонта в первую очередь подлежат ремонту участки изоляционного покрытия, имеющие следующие основания:

Техническое состояние изоляционного покрытия имеет «плохую» и «практически отсутствует» категорию качества (категория 3).

Трубопровод с изоляционным покрытием категории 3 расположен в грунтах с высокой коррозионной агрессивностью - менее 20 Ом*м.

Техническое состояние изоляционного покрытия имеет величины удельной площади дефектов свыше 1000 мм²/м².

Рекомендуемая очередность ремонта изоляционного покрытия трубопровода оформляется в форме таблицы 7.

Таблица 7. – Рекомендуемая очередность проведения ремонта изоляционного покрытия

					Аналитический обзор	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		45

Участок трубопровода	Длина уч-ка, (м)	Расстояние от КИПа, (м)	Координаты начала участка по СП		$R_{из}, \text{Ом} \cdot \text{м}^2$	$S_d, \text{мм}_2/\text{м}_2$	$R_r \text{ min}$	Очередность ремонта
			Долгота	Широта				
333-334	710	240-950	45,708553	53,162475	110,0	82,64	25,0	3
334-335	340	250-590	45,696087	53,167495	9,0	12345,6	20,1	1
337-338	24	1123	45,640225	53,167208	31,0	1040,58	19,9	1
340-341	220	580-800	45,601975	53,165058	11,0	8264,46	19,7	1

В таблице представлен пример оформления рекомендаций по ремонту изоляционного покрытия фрагмента обследованного трубопровода.

Формирование и сдача технического отчета

Требования к предварительному отчёту.

Предварительный отчёт представляется заказчику не позднее двух недель после окончания полевых работ на трассе обследуемого трубопровода. Он должен содержать:

- выявленные участки трубопровода с сопротивлением изоляционного покрытия имеющего качество «плохое» и «практически отсутствует» с указанием координат повреждённых зон;
- участки трубопровода с неудовлетворительным уровнем защитного потенциала;
- перечень неисправных средств ЭХЗ, КИП и др. внешних объектов;
- рекомендации на проведение работ по проверке результатов обследования трубопровода.

Требования к окончательному отчёту.

Технический отчёт по результатам комплексного обследования трубопровода должен быть представлен заказчику после окончания полевых работ в сроки, указанные в договоре-подряде на выполнение работ. В отчёте отображаются следующие данные:

Введение, в котором приводятся общие сведения по литологическим условиям залегания трубопровода, параметры трубопровода и их изоляционному покрытию, распределению удельного электрического сопротивления грунта и

					Аналитический обзор			Лист
								46
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата				

защитного потенциала;

Основная часть, в том числе:

- анализ технического состояния ЭХЗ с точки зрения соответствия действующей нормативно-технической документации по защите подземных трубопроводов от коррозии;
- сведения о технических параметрах изоляционного покрытия, данные о расположении мест, имеющих «плохое», «удовлетворительное» и «хорошее» качество изоляции;
- сведения о распределении защитного потенциала, данные о расположении участков с неудовлетворительным уровнем защитных потенциалов;
- сведения об остаточном ресурсе изоляционного покрытия и прогноз изменения режимов работы установок ЭХЗ во времени;
- сведения о комплексном обследовании трубопровода в местах его переходов под искусственными и естественными преградами: автодорогами, железными дорогами, реками и водоёмами, оврагами и непроходимым местам.

Выводы должны содержать:

- оценку о состоянии противокоррозионной защиты трубопровода;
- оценку соответствия защитных свойств изоляционного покрытия требованиям пункта 4.2 ГОСТ Р 51164;
- рекомендации по ремонту участков изоляционного покрытия трубопровода;
- оценку эффективности ЭХЗ, рекомендации по её совершенствованию, предложения по оптимизации режимов работы установок ЭХЗ.

Приложения к отчёту:

- карты местности с нанесёнными на них треків трассы обследованного трубопровода, а также его внешние объекты с приложением к ним Ведомости ситуационной информации по техническому коридору;
- акты осмотра изоляционного покрытия в шурфах и фотографии;
- графики с результатами распределения по дистанции измеренных значений: защитного потенциала, удельного электрического сопротивления грунтов и интегрального сопротивления изоляционного покрытия;

					Аналитический обзор	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

- графики с результатами распределения по дистанции тока катодной защиты;
- перечень используемых при обследовании приборов и оборудования с указанием сроков поверки;
- копии сертификатов соответствия на используемое оборудование и приборы.

Технический отчёт представляется в сброшюрованном виде в 3-х учтённых экземплярах, укомплектованных одной электронной копией (CD- ROM), статус «для чтения».

					Аналитический обзор	Лист
						48
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Применение автоматизированного ультразвукового контроля (АУЗК) для контроля сварных соединений трубопровода намного возросло, но при этом он остается достаточно экзотическим видом контроля. Данный раздел рассматривает экономическую целесообразность внедрения автоматизированного УЗК по сравнению с традиционной пленочной радиографией. Ультразвуковая аппаратура АУЗК сварных соединений должна предусматривать получение ультразвукограмм, адекватных по информативности рентгенограммам. Система АУЗК Р-скан 4, например, обладает возможностью точного определения размеров и положения дефектов в сварном шве, при этом сохраняя основные преимущества УЗК над РК, а именно:

- лучшее выявление плоскостных дефектов (непроваров, трещин);
- высокая скорость контроля;
- безопасность для персонала.

Применение систем АУЗК сварных соединений газопроводов и допустимость дефектов определяют по результатам автоматизированного контроля по соответствующим методикам.

SWOT – анализ.

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

SWOT анализ применяется при исследовании внутренней и внешней среды проекта.

SWOT– представляет собой матрицу, в которой отражены все качества проекта, что позволяет сопоставить плюсы и минусы при принятии решения.

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.					Финансовый менеджмент	Литера	Лист	Листов
Руков.	Чухарева						49	88
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.	Рудаченко							

[illegible]

		проекта: С1: Мобильность оборудования С2: Сокращение финансовых затрат до 30% С3: Сокращение числа рабочих бригад до одной.	Сл1: Применимо для одного способа прокладки трубопровода. Сл2: Поломка установки Сл3: Сложнодоступное положение объекта	
	Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Сокращение расходов. В3. Качественное обслуживание потребителей.	1. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии	1. Поиск заинтересованных лиц 2. Разработка научного исследования 3. Принятие на работу квалифицированного специалиста. 4. Переподготовка имеющихся специалистов	
	Угрозы: У1: Введение дополнительных государственных требований к сертификации оборудования У2: Необходимость следить за исправностью оборудования У3: Для обслуживания требуется высококвалифицированный персонал	1. Отслеживание изменения в Российском законодательстве 2. Проектирование новых систем обеспечения безопасности	3. Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта 4. Регулярное повышение квалификации персонала	

Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		51

заполняется специальная форма, в которой содержатся показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Полученные результаты анализа степени готовности приведены в таблице

Таблица 2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	3	2
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	2
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	4	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	2
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	3
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	3	2

9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	3	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	3	3
15	Проработан механизм реализации научного проекта	2	2
	ИТОГО БАЛЛОВ	44	39

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 $B_{\text{сум}}$ говорит нам о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности представленного научного проекта составляет 44, это говорит о хорошей

					Финансовый менеджмент	Лист
						53
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Уровень имеющихся знаний у разработчика имеет значение 45 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки.

План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 2 – Календарный план проекта

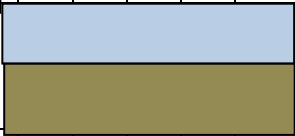
Код рабо ты (из ИСП)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	1	15.02.2016	16.02.2016	Гросс А.И. Брусник О.В.
2	Введение	4	16.02.2016	20.02.2016	Гросс А.И.
3	Постановка задачи и целей исследования, актуальность	3	20.02.2016	23.02.2016	Гросс А.И. Брусник О.В.

4	Объект и методы исследования	10	23.02.2016	05.03.2016	Гросс А.И.
5	Теоретическая часть	25	05.03.2016	30.04.2016	Гросс А.И.
6	Расчеты и аналитика	21	30.04.2016	10.05.2016	Гросс А.И. Брусник О.В.
7	Результаты и обсуждения	5	10.05.2016	15.05.2016	Гросс А.И. Брусник О.В.
8	Оформление пояснительной записки	10	15.05.2016	25.05.2016	Гросс А.И.
9	Разработка презентации и	10	25.05.2016	30.05.2016	Гросс А.И.
Итого:		89			

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)

Таблица 4.3 – Календарный план-график проведения диплома по теме.

Вид работ	Исполнитель и	Т _к , ра б. дн.	Продолжительность выполнения работ			
			февраль	март	апрель	май

			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задания диплома	Бакалавр руководител ь	1												
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Бакалавр Руководител ь	3												
Объект и методы исследования	Бакалавр	10												
Теоретическая часть	Бакалавр Руководител ь	25												
Результаты и обсуждения	Бакалавр	5												
Оформление пояснительной записки	Бакалавр Руководител ь	10												

 - Бакалавр
 - Руководитель

Сравнительный анализ трудозатрат при проведении радиационного и ультразвукового контроля.

Ежедневная производительность труда сварочных бригад диктуется в большой степени временем, за которое сварное соединение может быть проконтролировано неразрушающим методом. Традиционно, сварные соединения трубопроводов контролируются через две стенки радиографическим методом.

Обычно, чтобы проконтролировать кольцевое сварочное соединение трубы диаметром 720 мм, необходимо сделать 3 экспозиции. При этом, для просвечивания, проявления, сушки радиографической пленки и обработки результатов контроля требуется значительное время. Бригады сварщиков вынуждены ждать результатов контроля, что очень непроизводительно.

В тоже время, бригада из 3 человек, использующая автоматизированные системы контроля (например Р-скан 4), в состоянии не отставать от механизированной сварочной бригады на магистрали, осуществляя контроль более, чем 130 сварных соединений в день. Это в 4 раза производительней, чем при использовании радиографии.

В таблице 1 сравнивается время контроля при рентгенографии и УЗК.

Таблица – 1 Время-затраты на контроль сварного соединения трубы диаметром 720 мм с различной толщиной стенок.

Время контроля сварного соединения трубы диаметром 720 мм при 4 вариантах толщины стенок с применением гамма-дефектоскопа (100 кюри), минут

					Финансовый менеджмент	Лист
						57
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Толщина стенки, мм					4	5	8	2
Начальная установка и подключение защитных барьеров					5	5	5	5
Снимок 1							8	8
Снимок 2						0	0	1
Снимок 3						0	0	1
Проявка, сушка и интерпретация					0	0	0	0
Общее время контроля					7	3	6	01
Время контроля сварного соединения трубы диаметром 720 мм при 4 вариантах толщины стенок с применением рентгеновского аппарата на 300 кВ, минут								
Толщина стенки, мм					4	5	8	2
Начальная установка и подключение защитных барьеров					0	0	0	0
Снимок 1						5	4	6
Снимок 2					0	7	6	8
Снимок 3					0	7	6	8
Проявка, сушка и интерпретация					0	0	0	0
					Финансовый менеджмент			Лист
								58
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата				

Общее время контроля	8	09	36	72
Толщина стенки, мм	4	5	8	2
Калибровка и прокладка	5	5	5	5
Сканирование сварного соединения и вывод данных				
Общее время контроля	9	9	9	9

Как видно из таблицы 1, автоматизированный УЗК в 5-10 раз более продуктивен, чем рентген- или гамма-радиография. Если рассмотреть время-затраты на транспортировку и развертывание оборудования, то эффективность еще выше.

Небольшой размер и вес УЗ оборудования (система Р-скан + сканер весит 12 кг) дают возможность погрузить их на борт полно-приводного легкового автомобиля (типа "Нива"). При этом, одна УЗК бригада (как было оговорено) может обслуживать одну, три и даже четыре бригады сварщиков.

Для размещения же лаборатории радиационного контроля, необходима а/м типа УАЗ (лучше УРАЛ или ГАЗ), что связано с необходимостью размещения темной комнаты и рентгеновского аппарата (или гамма-дефектоскопа). В совокупности с большим временем необходимым для проведения контроля это приводит к тому, что одна радиографическая бригада назначается к каждой бригаде сварщиков.

Сравнение стоимости мобильной радиографической лаборатории и мобильной лаборатории с автоматизированной системой контроля.

При учете стоимости проведения радиографического контроля следует учитывать необходимость использования дорогостоящих расходных материалов (рентгеновской пленки и реактивов для фотообработки).

Расходные материалы используемые в рентгенографии:

- РТ-1 (проявитель и фиксаж «Формат»)

					Финансовый менеджмент	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

Преимущества					Недостатки					
Гамма-радиография										
1. Гамма дефектоскоп в 2-3 раза дешевле, чем рентген-аппарат.					1. Строгие требования к транспортировке и применению					
2. Практически не зависим от изотопов.					2. Велика опасность облучения персонала, как в случае нормальной эксплуатации, а особенно в аварийной ситуации.					
3. 100% рабочий цикл.					3. Необходимость удаления персонала с большой площади зоны контроля.					
					4. Требуется темной комнаты и времени на проявление пленки.					
					5. Необходимы дорогостоящие расходные материалы.					
Рентгенография										
1. Качество контроля точнее, чем при гамма-радиографии.					1. Рентгеновские трубки менее надежны, чем гамма-камеры.					
2. Заказчики хорошо знакомы с рентгенографией и готовы принять сварное соединение, основываясь на его рентгенограмме.					2. Намного медленнее, чем УЗК, особенно при большой толщине стенок.					
					3. Присутствует возможность облучения персонала.					
					4. Требуется темной комнаты и время на проявление пленки.					
					5. Необходимы дорогостоящие расходные материалы.					
					6. Невозможна работа при температурах ниже -30 °С.					
					Финансовый менеджмент					Лист
										61
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата						

Автоматизированный УЗК				
1. Наиболее точный метод контроля для плоских дефектов, включая трещины. 2. Самый быстрый метод контроля – один этап УЗК при необходимости может заменить многие этапы радиографического контроля. 3. Быстрая интерпретация. 4. Электронное хранение и поиск данных. 5. Отсутствие расходных материалов. 6. Абсолютная безопасность для персонала.		1. Необходима зачистка околошовной зоны (только в случае эксплуатационного контроля). 2. Каждая толщина стенки требует калибровки. 3. Невозможна работа при температурах ниже -30 °С.		

Социальная ответственность при анализе методов диагностики магистрального трубопровода

Целью данной работы является анализ современных методов диагностики магистрального нефтепровода в условиях Западно-Сибирского региона. В работе были рассмотрены следующие методы: ультразвуковой контроль, ультразвуковая внутритрубная дефектоскопия и предложенный диагностический комплекс «Орион-3М». Объектом исследования является процесс взаимодействия «труба-земля», предметом – магистральный нефтепровод.

Трубопровод является сооружением повышенной опасности и согласно приложению к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам [2]. Данный, а так же социальный и экологический фактор предлагают организации проводящие обслуживание данных видов инженерного сооружения быть ответственной за результаты своих решения и за проводимую деятельность на общество и окружающую среду.

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

Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных производственных факторов.

Согласно ГОСТ 12.0.002-88 факторы производственной среды делят на опасные и вредные.

Опасный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.					Социальная ответственность	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева					63	88
Консулт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья. То есть, он может быть причиной острого заболевания или внезапного резкого ухудшения здоровья и смерти [8].

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

К определенным условиям относятся следующие условия труда:

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

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

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

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

Для исключения или обеспечения минимального влияния вредных и опасных факторов в процессе трудовой деятельности есть системы законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранения жизни и здоровья работников. Данные свод установленных правил носит название Охрана труда. И регулирует такие факторы, как санитария, техника безопасности, пожарная и взрывная безопасность[5].

Факторы, возникающие при оценке линейной части технологического трубопровода

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		64

производственные факторы».

Таблица 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	
	е		

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		65

					Полевые работы:	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;		ГОСТ 12.0.003-74	
					1) Подготовка трубопровода к диагностированию;			ГОСТ 12.1.005-88	
					2)Обследование трубопровода системой экспресс-диагностики Wavemaker или TTF+;	2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1.Электрический ток;	ГОСТ 12.1.007-76	
					3)Обследование трубопровода вихретоковыми системами;	3.Повышенная влажность;	2.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов;	ГОСТ 12.1.019-79	
					4)Проведение УЗК сварных швов;	4.Утечки и токсичных и вредных веществ в атмосферу	3.Пожаро-взрывоопасность;	ГОСТ 12.1.030-81	
					5)Измерения толщин запорной арматуры;	5.Физические и нервно-психические перегрузки	4.Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.4.026-76	
					6)Измерение твердости металла по шкале	6.Повреждение		ГОСТ 12.2.003	
								СанП иН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002	
								СНиП 12-05-95	
								ППБ	
					Социальная ответственность				Лист
									66
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата					

	Бринелля;	ждения в результате контакта с животным, насекомыми		01-03	
--	-----------	---	--	-------	--

Вредные производственные факторы

1. Отклонение показателей микроклимата.

Наиболее распространенным вредным фактором является отклонение показателей микроклимата. Важно учитывать особенности территории региона, на которой расположены объекты диагностики, поскольку основные работы производятся на открытых площадках. Территория производства работ в теплый период, который составляет порядка 100-110 дней, имеет среднюю температуру около 16,5°C, а в холодный период, с продолжительностью до 210 дней, средняя температура воздуха составляет -23°C. Так же характерна высокая влажность 73% с годовым количеством осадков в пределах от 448 до 669 мм. Средняя скорость ветра составляет 3,1 м/с.

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		67

Для обеспечения безопасной работы созданы санитарные нормы, которые определяют допустимые и оптимальные микроклиматические условия. При несоблюдении данных условий работы считаются вредными или опасными. Так же, в обязательном порядке, рабочие, производящие работы на открытой территории, в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены спецодеждой, снижающей неблагоприятные воздействия на рабочего в зависимости от климатического региона. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены.

Таблица X. Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях:

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

2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

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

Причиной загазованности чаще всего является транспортируемый

продукт по трубопроводу. Транспортировка токсичных продуктов является опасной для жизни и здоровья человека.

Для защиты здоровья и жизни человека осуществляется контроль загазованности. Содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций по ГОСТ 12.1.005-88. Определение концентрации загрязнений производится путем замеров или расчетов. При превышении предельно допустимых концентраций, должны быть поставлены в известность ответственные по производству работ, прекращены проведения работ и приняты меры к ее устранению.

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

3. Повреждения в результате контакта с насекомыми.

При производстве работ в теплые месяцы года появляется большая вероятность получить повреждения от насекомых, таких как комары, москиты, мошка, мухи, слепни, гнус и другие. Помимо укусов насекомые могут быть переносчиками разного рода инфекций, которые приводят к тяжелым последствиям, к примеру, энцефалитный клещ. Для обеспечения безопасности жизни, работающие должны быть обеспечены спецодеждой и отпугивающими средствами, а так же проинструктированы о порядке использования этих средств.

4. Физические и нервно-психические перегрузки.

Данные перегрузки возникают как следствие тяжести, сложности и монотонности выполняемых работ, эмоциональных перегрузок и приводят к развитию утомления и переутомления работников. Для предотвращения данных перегрузок следует соблюдать нормы санитарно-гигиенических условий и придерживаться режима труда и отдыха.

Опасные производственные факторы.

1. Электрический ток.

Поражения человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через его тело, а опасность представляет повышенное

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		69

значение напряжения в электрической цепи. Одним из главных факторов для достижения безопасности является заземление электрооборудования, а так же оснащение молниезащищены сооружения и здания. Важным моментом в работе с электрооборудованием является изоляция токопроводящих частей, защитное отключение, зануление, применение оградительных устройств. Правила по охране труда при использовании электроустановок изложены в Приложении к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 г. N 328н "Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок".

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

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

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

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

4. Пожаровзрывобезопасность.

При производстве работ есть вероятность возникновения пожара или взрыва. В соответствии с частью 1 статьи 5 ФЗ-123 каждый объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности. Главными мерами безопасности являются: взрывозащищенное оборудование либо во взрывозащищенном исполнении; наличие средств

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		70

пожаротушения. Так же важно наличие средства для оказания медицинской помощи при ожогах, и прочих видов термического воздействия на организм человека, в том числе ожог дыхательных путей и внутренних органов.

Наиболее важными требованиями при производстве работ является техника безопасности. Не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ. При работе с приборами допускаются рабочие прошедшие проверку знаний по охране труда, электробезопасности, пожарно-технической безопасности, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а так же удостоверения по технике безопасности и рабочей специальности. Допускаются лица, достигшие 18 лет. Работники должны иметь спец. одежду и индивидуальные средства защиты. Так же весь персонал должен быть ознакомлен с техникой безопасности путем инструктажей.

Экологическая безопасность

Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

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

Вредные воздействия такого инженерного сооружения, как трубопровод, на окружающую среду можно разделить на следующие этапы.

Первый этап – это этап сооружения трубопроводов. При строительстве и прокладке объектов транспорта газа и нефти большую степень влияния оказывают земляные работы [4].

Прямыми воздействиями земляных работ являются:

- Нарушение естественного рельефа в результате выполнения работ (отсыпка насыпи, рытье траншеи и др.);
- Захламление почв отходами строительных материалов, порубочными

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		71

остатками;

- Нарушения микрорельефа в результате воздействия тяжелой строительной техники;
- Ухудшение физико-механических и химико-биологических свойств почвенного слоя;

К источникам загрязнения воздушной среды при строительстве можно отнести:

- Выхлопные газы строительных машин;
- Сварочные аэрозоли от трубосварочных установок;
- Дым от двигателей;

Источниками загрязнения водных объектов будут являться;

- стоки с площадок временного жилого поселка и технологических объектов;

Таким образом, при строительстве трубопроводов основной вред для окружающей среды происходит за счет техногенного воздействия, активация криогенных и эрозионных процессов, при необходимости деформации русел при переходах. Однако не маловажным фактором будут являться возможные аварии при испытании линейной части, а так же эмиссия вредных веществ при работе строительной техники [3].

Следующим этапом можно выделить этап воздействия при эксплуатации. При эксплуатации трубопроводов происходит загрязнение грунтов, поверхностных и подземных вод, приземного слоя атмосферы. Большую роль играет температура транспортируемого газа по трубопроводам, поскольку происходит непосредственное воздействие на грунт. Таким образом, в зонах многолетней мерзлоты при транспортировке по нормальному или горячему трубопроводу происходит протаивание грунтов вдоль трасс трубопроводов, а при транспортировке по холодному трубопроводу, с отрицательной температурой транспортируемого вещества, напротив, происходит промораживание грунта, что ведет к существенному ожелезнению почв.

Одним из наиболее серьезных источников воздействия на окружающую среду являются утечки на компрессорных станциях и линейной части. Утечки

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		72

могут, осуществляется через негерметичные соединения трубопроводов, а так же при аварийных выбросах. Разрыв трубопровода в большинстве случаев, может сопровождаться взрывом с последующим возгоранием транспортируемого вещества [7].

Вследствие разрыва большие объемы нефти и нефтепродуктов выльются на поверхности земли, попутно загрязняя водные объекты и атмосферу. Нефть и тяжелые нефтепродукты не представляют серьезной опасности в плане токсичности, однако высокое их содержание в почве резко снижает продуктивность и качество почв, снижается скорость окислительно-восстановительных реакций и ферментивная активность, а так же ухудшает водно-физические свойства, данные явления могут полностью вывести загрязненную почву из использования [11]. Такой фактор, как степень загрязнения земель определяет нефтенасыщенность грунта или количество нефти впитавшейся в грунт и зависит от влажности грунта. Загрязнение почвы влечет за собой серьезные последствия для почвенных бактерий, беспозвоночных почвенных микроорганизмов и животных, которые в результате интоксикации фракциями нефти не могут продолжать нормально функционировать или гибнут. Таким образом, загрязнение почвы отклоняет наземные биоценозы от естественного круговорота веществ и энергии в биосфере.

Нефть является продуктом длительного распада и с достаточной скоростью образует на поверхности вод плотный слой нефтяной пленки. Часть нефти, загрязняющая водные объекты, растворится и эмульгируется в воде, а часть будет в виде пленочной нефти на поверхности водного объекта. Слой нефтяной пленки препятствует доступу воздуха и света, для одной тонны нефти достаточно порядка 10 минут, чтобы образовалось нефтяное пятно с толщиной около 10 мм [6]. Воздействие на водные объекты не приводит к моментальному массовому гибели рыб, однако это происходит в долгосрочной перспективе. Наиболее уязвимы птицы, проводящие большую часть жизни на воде, вследствие загрязнения разрушается оперение, раздражаются слизистые оболочки, спутываются крылья. В отличие от обитателей водных объектов, в случае птиц могут происходить массовые гибели. Молодь рыб и личинки наиболее

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		73

чувствительны к воздействию нефти, которая может погубить икру и личинки, находящиеся ближе к поверхности воды. Растения водоемов полностью погибают, если концентрация полиароматических углеводородов достигает 1%. Если разлив происходит в пресном водоеме, тогда негативные последствия влияют и на местное население и сельское хозяйство.

Испарившиеся со свободной поверхности разлившейся нефти углеводородов будут загрязнять атмосферу.

Главным мероприятием для снижения вредных воздействий и риска возникновения аварий является своевременная экспертиза промышленной безопасности, проектировка и строительство и эксплуатация согласно требованиям нормативной документации, а так же устранение обнаруженных дефектов и коррозий на трубопроводе. Наиболее вероятны аварии на трубопроводах сроком эксплуатации более 30 лет, основной причиной, чаще всего являются коррозии на трубопроводе [9].

При обнаружении утечек, следует в установленном порядке герметизировать или провести необходимые ремонтные работы. При аварии на линейной части следует устранить последствия аварий, как можно быстрее. Основным из средств локализации разливов нефти на водных объектах являются боновые заграждения. Боновые заграждения служат для предотвращения растекания нефти на водной поверхности и отвод нефти от наиболее экологически уязвимых районов.

Методы ликвидации:

- Термический;
- Механический;
- Физико-химический;
- Биологический;

Одним из главных методов является Механический сбор нефти. Наиболее эффективен данный метод в первые часы после разлива, пока толщина слоя нефти остается достаточно большой.

Термический метод – это метод выжигания слоя нефти, применяется при достаточной толщине слоя и непосредственно после загрязнения, до

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		74

образования эмульсии с водой. Чаще всего данный метод применяется в сочетании с другими методами.

Физико-химический метод наиболее эффективен в первые 4 часа, преимуществом данного метода можно назвать работу с любой концентрацией, управляемость процессом и быстроту воздействия.

Наиболее экологически безопасным методом считается биологический метод и способствует восстановлению аварийных разливов до нормативных показателей.

При выборе метода следует опираться на следующие принципы:

- Скорость устранения последствий аварии;
- Операции не должны нанести больший вред, чем сам аварийный разлив;

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это процесс возникновения в течение короткого периода времени экстремальных условий для человека, преодоление которых требует высокого уровня физической, физиологической, психологической, моральной адаптированности. Таким образом, в чрезвычайных ситуациях возникают экстремальные условия для человека.

Нет мероприятий по профилактике защиты трубопроводов от воздействия чрезвычайных ситуаций. Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

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

Однако наиболее вероятным и разрушительным видом чрезвычайной техногенной ситуации являются пожар или взрыв. При транспортировке, добычи, переработки и хранении легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществах пожарной безопасности уделяется не малое количество внимания.

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		75

Но все равно нельзя полностью исключить вероятность возникновения пожаров или взрывов.

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

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		76

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

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

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

Имеющимися силами и средствами необходимо:

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		77

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

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

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		78

Расчет утечки нефти

Произведем расчет утечки нефти в результате возникновения дефекта, утонения, коррозии или вследствие разгерметизации соединений.

Суммарная утечка нефти рассчитывается по следующей формуле:

$$M = \Sigma \frac{\Sigma n \cdot g \cdot x \cdot c}{1000} \text{ г/сек}$$

Где n_i – количество участков i -го типа;

g_{ij} – величина утечки через участок i -го типа;

x_i – расчетная доля соединений, потерявших герметичность;

c_{ij} – массовая концентрация j -той компоненты газа в долях единицы;

На данном участке технологического трубопровода расположены фланцевые соединения, ЗРА и непосредственно сама труба.

Найдем утечку нефти через негерметичные фланцевые соединения, при $n = 5$

$$Q = \frac{5 \cdot 0,16 \cdot 0,6 \cdot 0,0106}{1000} = 0,00000508 \text{ г/сек}$$

Найдем утечки нефти через ЗРА, при $n = 6$

$$Q = \frac{6 \cdot 12,5 \cdot 0,33 \cdot 0,0106}{1000} = 0,0002623 \text{ г/сек}$$

Найдем утечки нефти в результате дефекта, следствием которого явилось отверстие. В случае возникновения утечек в трубопроводе появляется кратковременное изменение динамических параметров потока, которое от места утечки распространяется по обе стороны трубопровода. Однако через некоторое время, с учетом расхода на утечку, в трубопроводе устанавливается определенный режим течения. Для определения массового расхода на утечку и места утечки в трубопроводе, образовавшиеся при повреждении трубопровода, следует измерить давление и массовый расход нефти в начальном и конечном сечениях трубопровода.

Расход нефти на утечку во время напорного режима будет равен разнице расходов слева и справа от повреждения

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		79

$$Q = 0,38 - 0,15 = 0,25 \text{ м}^3/\text{с}.$$

До обнаружения дефекта при установившемся режиме течения с дефектом объемный расход нефти на утечку будет равен $0,25 \text{ м}^3/\text{с}$.

Тогда массовый расход нефти будет равен:

$$Q_m = \rho \cdot Q = 0,25 \cdot 850 = 212,5 \text{ кг/с}$$

Сведем все данные в таблицу:

Таблица X

Место утечки	Расход нефти	
	Q_m , кг/сек	G, т/год
Фланцевые соединения	0,00000000508	0,00000016
ЗРА	0,0000002623	0,00000827
Дефект	212,5	6701
Итог	212,5	6701,4

Как видно из таблицы наиболее расходной утечкой нефти является дефект с отверстием. При допущении дефекта с отверстием величина утечки нефти в год составляет порядка 7 тонн, что в сравнении с утечками, вследствие разгерметизации запорной арматуры, представляет серьезную опасность для окружающей среды.

Список используемых источников:

1. Грачев, В. А. Средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД): справочник / В.А. Грачев, С. В. Собурь; под ред. Е. А. Мешалкина .— М. : Академия ГПС, 2003 .— 232 с. : ил. ; 20 см .— (Пожарная техника) (Справочник) .— Примеч. : на обл. 2004 г. — Библиогр.: с. 222 .— ISBN 5-922900-08-0.
2. Стожаров А.Н. Медицинская экология: учеб пособие / А.Н.Стожаров. — Минск: Выш. шк., 2007. — 368 с.
3. Безопасность жизнедеятельность: Учебник//Под ред. проф. Э. А. Арустамова — 10-е изд., перераб. и доп. — М.:Издательско-торговая корпорация «Дашков и К°», 2006. — 406 с.
4. Долин П.А. Основы техники безопасности в электрических установках. — М.: Энергия, 1990. — 312 с.
5. Басуров В.А. ОСНОВЫ ПОЖАРОВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ: Учебно-методическое пособие. Составитель: доцент В.А. Басуров. - Нижний Новгород: Издательство Нижегородского госуниверситета, 2006. - 62с
6. Шароварников А.Ф., Молчанов В.П., Воевода С.С., Шароварников С.А. Тушение пожаров нефти и нефтепродуктов. М.: Издательский дом "Калан", 2002 - 448 с. ISBN: 5-901520-10-6.
7. Хаустова А.П., Редина М.М. Охрана окружающей среды при добыче нефти. — М.: Изд-во «Депо», 2006. — 345 с.
8. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов — М.: Ин-октаво, 2005. — 368 с.
9. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995 г.);
10. Фомина Е.Е. Учебное пособие по расчету ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах с использованием программного продукта «Аварии на нефтепроводах».
11. РАЗУМОВ В. В. Географические аспекты изучения потенциальных источников чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, военного и

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		81

биологического характера.

Нормативные документы:

ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности.

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

Классификация.

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

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

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

ГОСТ 12.1.002-84 Электрические поля промышленной частоты.

ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.

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

СП 52 13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

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

СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

Р 2.2.2006-05 Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

СП 2.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Обеспечение

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

огнестойкости объектов защиты.

СП 9.13130.2009 Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации.

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.

СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве.

СНиП III-4-80*. Техника безопасности в строительстве.

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

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

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

ГН 2.1.6.1338-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов.

СП 103-34-96. Свод правил сооружения магистральных газопроводов. Подготовка строительной полосы.

Федеральный закон от 30.12.2009 N 384-ФЗ (ред. от 02.07.2013) "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений"

«Земельный кодекс Российской Федерации» от 25.10.2001 N 136-ФЗ (ред. от 01.05.2016).

«Лесной кодекс Российской Федерации» от 04.12.2006 N 200-ФЗ (ред. от 01.05.2016).

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

					Социальная ответственность	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		83

Заключение

В выпускной квалификационной работе был проведен анализ теоретических и экспериментальных исследований методов диагностики трубопроводов, были рассмотрены основные этапы проведения технического диагностирования как для Российской трубопроводной системы в целом, так и в частности для Западно-Сибирского региона.

В результате исследований, проведенных в выпускной квалификационной работе, я установил, что основа образований коррозионных повреждений, которые в свою очередь являются причиной большинства аварий на трубопроводах, это места с дефектами изоляционного покрытия.

На основании этого, мною был предложен уникальный диагностический комплекс «Орион-3М», предназначенный для обследования фактического состояния защитного покрытия подземных трубопроводов. Так же был приведен алгоритм оценки состояния защитного покрытия подземного металлического трубопровода.

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.					Заключение	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева					84	88
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

Список используемых источников

1. Коровин, К. А. Метод определения местоположения инородных объектов в газопроводе / К. А. Коровин, В. П. Шиян // Качество - стратегия XXI века: материалы XIV Международной научно-практической конференции / Томский политехнический университет (ТПУ); Академия проблем качества России (АПК РФ), Томское отделение. — Томск: Изд-во ТПУ, 2009. — с. 147-150.
2. Лещенко В.В., Винокуров В.И., Беззубов А.В., Хохлов Н.П. Способ акустико-эмиссионного контроля технического состояния трубопроводов. // Патент RU 2207562. - Оpubл. 27.06.2003г. Бюл. №12.
3. Гошко А.И. Трубопроводы целевого назначения Справочник в 2-х книгах. Кн. 2: Монтаж. Техническое обслуживание. Ремонт. М.: МЕЛГО, 2006.
4. Е.И. Стаднюк, В.П. Шиян Обнаружение и устранение гидратных пробок в газопроводах // Материалы XX Международной научно-практической конференции «Современные техника и технологии». Томск: издательство ТПУ, 2014. - 105 - 106 стр.
5. Сайт ООО "НТЦ "Нефтегаздиагностика" http://ntcngd.com/uslugi/article_post/sistema-monitoringa-tehnicheskogo-sostoyaniya-nefteprovodov-
6. Алиев Р. А., Немудров А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988.
7. Шаммазов А. М. и др.: История нефтегазового дела России, М.: Химия, 2001.- 316 с.
8. Коллакот Р. Диагностика повреждений. - М.: Мир, 1989. - 512с.
9. Данель А. К. Дефектоскопия металлов. - М.: Металлургия, 1972.-303с.
10. Шумайлов А. С., Гумеров А. Г., Молдаванов О. И. Диагностика магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1992. - 251 с.

					Анализ современных методов диагностики магистральных нефтепроводов в условиях Западно-Сибирского региона			
Изм	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.					Список используемых источников	Литера	Лист	Листов
Руков.		Чухарева					85	88
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. каф.		Рудаченко						

11. Способ диагностики трубопровода: Пат. 2241174 РФ: 7F 17D 5/05 / Ю. К. Шлык, И. А. Каменских. - Оpubл. 27.11.04, Бюл. № 33.
12. Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов/ Под общей редакцией Ю. Д. Земенкова. - Тюмень: Вектор Бук, 2002. - 432 с.
13. Технические средства диагностирования. Справочник. Под общей ред. В. В. Ключева. - М.: Машиностроение, 1989. - 672 с.
14. Способ выявления и определения местоположения утечки в трубопроводах: Пат. 1715212 РФ, МКИ F17D5/00/В.А. Астафьев, Н. П. Гулидов, Л. И. Лебеда, В. Н. Матьков. - Оpubл. 23.02.92. Бюл. №7.
15. Васильев Д. А., Шлык Ю. К. Диагностика герметичности магистрального газопровода // Вестник кибернетики. - Тюмень: Изд-во ИПОС РАН.- 2004. - № 3. - С. 121-124.
16. *Горицкий, В.М.* Диагностика металлов / В.М. Горицкий // М.: Металлургиздат. - 2004. - 408с
17. *Горицкий, В.М.* Склонность к хрупкому разрушению сварных соединений стали 09Г2МФБ, подверженных длительному воздействию повышенных температур / В.М.Горицкий [и др.] / Проблемы прочности. - 1990 - №9 - С.35-40.
18. *Курочкин, В.В.* Эксплуатационная долговечность нефтепроводов / В.В. Курочкин, Н.А. Малюшин, О.А. Степанов, А.А. Мороз - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр» - 2001. - с.38-59.
19. Методика определения остаточного ресурса трубопроводов с дефектами, определяемыми внутритручными инспекционными снарядами». ОАО «Транснефть» - М. - 1997г.
20. Методика определения опасности повреждений стенки труб магистральных нефтепроводов по данным обследования внутритручными дефектоскопами. ОАО «Транснефть» - М. - 1997г.
21. Методика оценки прочности и срока службы кольцевых сварных швов с дефектами магистральных нефтепроводов, ОАО «Транснефть» - М. - 2002 г.

					название главы	Лист
						86
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

22. Методика оценки работоспособности и проведения аттестации эксплуатирующихся магистральных нефтепроводов. РД 153-39.4 Р-119-02. ОАО «Транснефть» - М. - 2002г.
23. Встовский, Г.В. Введение в мультифрактальную параметризацию структур материалов / Г.В. Встовский, А.Г. Колмаков, И.Ж. Бунин - Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика». - 2001. - 116 с.
24. Анваров, А.Д. Использование мультифрактальной параметризации для исследования связи структуры и механических свойств элементов оборудования из сталей перлитного класса / А.Д. Анваров, А.С. Маминов, В.А. Булкин, Г.В. Встовский / Деформация и разрушение материалов. - 2007 - №5 - С.38-42.
25. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
26. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
27. СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования;
28. СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.
29. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
30. ГОСТ 18442-80* Контроль неразрушающий. Общие требования.
31. ГОСТ 12.1.001-89 Ультразвук. Общие требования безопасности.
32. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
33. СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ.
34. ВСН 012-88, ч1 и ч2 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

					название главы	Лист
						87
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		

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

36. СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве.

37. СНиП III-4-80*. Техника безопасности в строительстве.

38.

					название главы	Лист
Изм	Лист	№ докум	Подп.	Дата		88

