

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»

УДК 622.692.4:620.165

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Молчанов Никита Дмитриевич		06.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	К.Г.-М.Н.		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Криницына З.В.	К.Т.Н.		01.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.	—		01.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	К.П.Н.		06.06.2022

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3,</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
Р9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Молчанову Никите Дмитриевичу

Тема работы:

«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 г. № 39-43с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объектом исследования является: текущее техническое состояние технологических нефтепроводов
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Провести обзор основных нормативных документов и литературных источников; Провести анализ существующих методов неразрушающего контроля, а так же дефектов, возникающих в технологических трубопроводах; Сделать выбор методов и технологий для комплексной диагностики технического состояния технологических трубопроводов; Создать модели элементов диагностики роботизированного устройства.
Перечень графического материала	Модель носителя ультразвуковых датчиков; Модель носителя вихретоковых датчиков.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Креницына З.В., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Гуляев М.В., старший преподаватель ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Наталья Алексеевна	к.г.-м.н., доцент		10.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Молчанов Никита Дмитриевич		10.02.2022

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8А	Молчанов Никита Дмитриевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Анализ конкурентных технических решений (НИ)</i>	– Расчет конкурентоспособности – SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)</i>	– Структура работ. – Определение трудоемкости. – Разработка графика проведения исследования
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (НИ)</i>	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (ИР)</i>	– Интегральный финансовый показатель. – Интегральный показатель ресурсоэффективности. – Интегральный показатель эффективности

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности ИР
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Молчанов Никита Дмитриевич		28.02.2022

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2Б8А		ФИО Молчанов Никита Дмитриевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения 	<p>Объект исследования: способ диагностики технологических трубопроводов НПС. Область применения: технологические трубопроводы НПС. Рабочая зона: НПС, объекты нефтегазовой отрасли. Размеры рабочей зоны >1000 м². Количество и наименование оборудования рабочей зоны: роботизированное устройство, спец.оборудование для запасовки, извлечения. диагностических устройств. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: запасовка, извлечение диагностирующих устройств, очистка трубопровода, сбор данных с роботизированного устройства</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Нормативные документы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Трудовой кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ. – ГОСТ 12.2.003-74 Оборудование производственное; – ГОСТ 22614-77. Система "человек- машина". Включение и выключение клавиш и кнопок. Общие эргономические требования. – ГОСТ Р 50923-96. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения. – ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место сидя и стоя. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.1.005-88. Общие гигиенические требования к воздуху в рабочей зоне.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению их воздействия 	<p>Вредные производственные факторы: Работа с токсичными и вредными веществами; Повышенный уровень шума; Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне; Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. Опасные производственные факторы: Пожаро - и взрывоопасность; Движущиеся машины и механизмы; Производственные факторы, связанные с электрическим током; Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: газоанализаторы для контроля загазованности, установка эффективных</p>

	<p>глушителей, Применение эффективной звукоизоляции, кожухов, для компенсации недостаточной освещенности в светлое время суток используют комбинацию естественного и искусственного освещения, в темное время суток пользуются искусственным освещением согласно СП 52.13330.2011, средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействия объекта на атмосферу Токсичное воздействие нефти и нефтепродуктов на атмосферу, в результате аварий.</p> <p>Воздействия объекта на гидросферу Возможный выход скважинной продукции в грунтовые воды, либо водный объект.</p> <p>Воздействия объекта на литосферу Множественные отложения от нефтепродуктов, которые могут являться источниками загрязнения.</p> <p>Анализ воздействия на селитебную зону Трубопроводы должны находиться на удалении от жилых зон, поскольку являются опасными производственными объектами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: пожар, утечка нефти, нефтепродуктов, аварийная остановка трубопровода, авария на объектах нефтегазовой промышленности.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечка нефти или нефтепродуктов.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
28.02.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			28.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8А	Молчанов Никита Дмитриевич		28.02.2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2022	<i>Введение</i>	5
26.02.2022	<i>Обзор литературы</i>	20
10.03.2022	<i>Теоретические изыскания на тему внутритрубной диагностики</i>	20
24.03.2022	<i>Выбор оптимальных подходов для проектирования роботизированного устройства и создание модели</i>	20
29.04.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
14.05.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
31.05.2022	<i>Заключение</i>	5
20.06.2022	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Антропова Н.А.	к.г.-м.н., доцент		06.06.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		06.06.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 114 с., 31 рис., 23 табл., 49 источников.

Ключевые слова: техническое состояние, робототехническая система, методы неразрушающего контроля, типы дефектов трубопровода, технологический трубопровод, диагностика.

Объектом исследования является: текущее техническое состояние технологических нефтепроводов.

Цель работы: Определение подходов к разработке роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических нефтепроводов.

В процессе исследования проводились: Изучение основных видов дефектов трубопроводов, рассмотрены виды неразрушающего контроля, проводился подбор наиболее эффективных методов обнаружения дефектов, способов передвижения роботизированного устройства.

В результате исследования: Проведен сравнительный анализ методов неразрушающего контроля, способов передвижения роботизированного устройства, на основании полученных результатов, было выявлено, что наиболее эффективными методами контроля являются: ультразвуковой, электромагнитный. Наиболее эффективными методами передвижения роботизированного устройства являются: колесный метод в комбинации с внутритрубным снарядом.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Технология и организация выполнения работ, неразрушающий контроль.

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					10	104.06
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

Область применения: Нахождение дефектов на участках технологических нефтепроводов НПС.

Экономическая эффективность/значимость работы: разработка данного устройства позволит сократить трудозатраты, так же поможет повысить эффективность технологических трубопроводов, за счет сокращения вероятности аварийных ситуаций.

В будущем планируется провести подробный расчет стоимости разрабатываемого устройства, доработка недостающих элементов модели, расчет гидравлических характеристик, создание рабочего прототипа и введение его в эксплуатацию.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		2

Abstract

The final qualifying work consists of 114 pages, 31 figures, 23 tables, 49 sources of literature.

Key words: technical condition, robotic system, nondestructive testing methods, types of pipeline defects, technological pipeline, diagnostics.

Object of research: the current technical condition of the technological oil pipelines.

The purpose of work: Determination of approaches to the development of a robotic device for in-line diagnostics of technological oil pipelines.

In the process of research the following was carried out: Study of the main types of defects in pipelines, types of nondestructive testing were considered, the selection of the most effective methods of defect detection, methods of movement of the robotic device was carried out.

As a result of the study: A comparative analysis of non-destructive testing methods, methods of movement of the robotic device, based on the results obtained, it was found that the most effective methods of testing are: ultrasonic, electromagnetic. The most effective methods of movement of the robotic device are: wheeled method in combination with in-pipe projectile.

Main design, technological and technical-operational characteristics: Technology and organization of work, nondestructive testing.

Scope: Finding defects in the sections of technological pipelines of the OPS.

Cost-effectiveness/significance of the work: the development of this device will reduce labor costs, as well as help to improve the efficiency of technological pipelines, by reducing the probability of accidents.

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Молчанов Н.Д.</i>			Abstract	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					3	10406
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Гвупна 2Б8А</i>		

In the future, it is planned to make a detailed calculation of the cost of the developed device, refine the missing elements of the model, calculate the hydraulic characteristics, create a working prototype and put it into operation.

					<i>Abstract</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		4

8.1 Введение	66
8.2 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	66
8.2.1 Анализ конкурентных технических решений	66
8.2.2 SWOT-анализ	68
8.3 Планирование научно-исследовательских работ	71
8.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	71
8.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения.....	72
8.4 Бюджет научно-технического исследования	74
8.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования	75
8.4.2 Расчет амортизации специального оборудования	75
8.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы	76
8.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	78
8.4.5 Накладные расходы	78
8.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	80
Выводы по разделу.....	83
9 Социальная ответственность	85
Введение	85
9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
9.2 Производственная безопасность	88
9.2.1 Анализ вредных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению	90
9.2.2 Анализ опасных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению	92
9.3 Экологическая безопасность	95
9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
Выводы по разделу.....	98
Заключение	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	100

Введение

Актуальность: В настоящее время нефтепроводы являются одним из главных способов транспортировки нефтепродуктов. Трубопроводы используются для транспортировки жидкостей и газов. Их состояние должно контролироваться для эффективного функционирования, чтобы избежать таких проблем, как различные дефекты например: трещины, коррозия, старение и механические повреждения. Внутритрубная диагностика, обслуживание и очистка трубопроводов требуют больших затрат, поэтому в таких ситуациях работы и роботизированные устройства играют жизненно важную роль, становясь ценным ресурсом.

В настоящее время число аварий на технологических трубопроводах растет, это связано со старением трубопроводов и сложностью диагностики и контроля технологических трубопроводов. В результате аварийных ситуаций компании терпят большие финансовые убытки, а так же аварии наносят большой вред экологии.

Обеспечение надежности и бесперебойной транспортировки нефти и нефтепродуктов по системам трубопроводов является ключевыми задачами нефтеперекачивающих компаний. Для выполнения данных задач специалисты производят техническое диагностирование с применением различных методов неразрушающего контроля, внутритрубной дефектоскопии, роботизированными системами и прочими способами. Диагностирование с помощью методов неразрушающего контроля позволяет выявить дефекты, определить срок дальнейшей безаварийной эксплуатации трубопроводов, а так же дать общую оценку техническому состоянию трубопроводов.

При определении методов для проведения контроля специалисты компаний, обслуживающих трубопроводы столкнулись с некоторыми проблемами. Технологические трубопроводы в большинстве своем выполнены

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Молчанов Н.Д.			Введение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		Антропова Н.А.					7	10406
<i>Рук-ль ООП</i>		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Гвнпта 2Б8А		

из труб, диаметром не более 320 мм. Так же технологические трубопроводы обладают сложной геометрией, что делает применение стандартных средств диагностики затруднительным и иногда даже невозможным.

Для обеспечения полного внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов необходимо комбинирование нескольких методов неразрушающего контроля, так как это позволяет обнаружить все возможные дефекты, находящиеся на поверхности и внутри стенок трубопроводов.

Некоторые роботизированные устройства способны перемещаться по трубопроводам различного диаметра в потоке перекачиваемого вещества а так же самостоятельно, с возможностью преодоления тройников, участков со сложной геометрией, а так же способны перемещаться как в горизонтальных, так и в вертикальных плоскостях. Для максимальной достоверности, роботизированные системы оснащаются различными модулями для выявления дефектов. Роботизированные устройства оборудованы устройствами для определения пройденного расстояния , определения собственного положения и записи этих данных вместе с информацией о дефектах.

Роботы для обследования трубопроводов приобретают все большее значение и за последнее десятилетие получили ряд разработок. Разработка робота для обследования внутренней поверхности трубопровода может помочь решить проблему трудозатрат людей и их вмешательства в затруднительных условиях во время ремонта и обслуживания трубопровода.

Данная тема является актуальной, поскольку большинство технологических трубопроводов имеют разный диаметр, не имеют пунктов КПП СОД, имеют множество сложных участков, в которых использование стандартных существующих средств диагностики является невозможной.

На данный момент существуют различные виды роботизированных устройств для внутритрубной диагностики, но все они являются несовершенными. Некоторые из них обладают низкой проходимостью, некоторым обязателен контакт с исследуемой поверхностью, некоторым

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

необходим поток среды для перемещения внутри трубопровода, а некоторые, наоборот, движутся только в опорожнённом трубопроводе.

Целью работы является определение подходов к разработке роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических нефтепроводов.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- Анализ дефектов, возникающих в технологических трубопроводах и методов неразрушающего контроля для их определения;
- Выбор методов и технологий для комплексной диагностики технического состояния технологических трубопроводов;
- Создание модели элементов диагностики роботизированного устройства.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Технологические трубопроводы, используемые в нефтегазовой промышленности

Современные объекты нефтегазовой промышленности – это сложные комплексы, в которых происходят множественные технологические процессы, обеспечивающие прием, хранение, перекачку, доведение до товарного вида нефти и нефтепродуктов. Выполнение всех поставленных задач является приоритетом любой нефтегазовой компании. Все данные операции невозможно представить без технологических трубопроводов.

Технологические трубопроводы присутствуют на большинстве объектов нефтегазовой промышленности и работают в самых разнообразных условиях. Они находятся под длительными воздействиями высоких давлений, перепадами температур, подвергаются коррозии.

Затраты на сооружение технологических трубопроводов высоки и могут достигать до 30% от общей стоимости возведения всего объекта. В связи с этим приоритетной задачей является поддержание их работоспособности и обеспечение бесперебойной работы [1].

Существует несколько классификаций технологических трубопроводов, а именно:

- По условному давлению:
 - Вакуумные, работающие при давлении ниже 0,1 МПа;
 - Низкого давления, работающие при давлениях от 0,1 МПа да 10 МПа;
 - Высокого давления, работающие при давлении свыше 10 МПа;
 - Безнапорные, работающие без избыточного давления.
- По материалу из которого изготовлены трубопроводы:
 - Металлические;
 - Неметаллические.
- По роду транспортируемого вещества:

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубой диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Молчанов Н.Д.</i>			Технологические трубопроводы, используемые в нефтегазовой промышленности	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					10	104.06
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- Нефтепроводы;
 - Газопроводы;
 - Водопроводы;
 - Паропроводы;
 - Мазутопроводы;
 - Маслопроводы;
 - Бензопроводы;
 - Трубопроводы специального назначения.
4. По температуре транспортируемого вещества:
- Холодные, с температурой транспортируемых веществ ниже 0°C;
 - Нормальные, с температурой транспортируемых веществ от 1°C до 45°C;
 - Горячие, с температурой транспортируемых веществ выше 46°C.
5. По месторасположению:
- Внутрицеховые;
 - Межцеховые.
6. По степени агрессивности транспортируемых веществ:
- Неагрессивные и малоагрессивные, со скоростью коррозии менее 0,1 мм в год.
 - Среднеагрессивные, со скоростью коррозии в пределах от 0,1 до 0,5 мм в год.
 - Агрессивные, со скоростью коррозии более 0,5 мм в год [2].

Для изготовления технологических трубопроводов объектов нефтегазовой промышленности обычно используют стальные трубы. В зависимости от физико-химических свойств и рабочих параметров транспортируемых веществ применяют стальные трубы различных способов изготовления, марок стали, диаметров и толщин стенок [3].

В следующей таблице представлены основные марки сталей, используемых для изготовления технологических трубопроводов:

					Технологические трубопроводы, используемые в нефтегазовой промышленности	Лист
						201
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1 – Основные марки сталей и их характеристики

Марка стали	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Рабочее давление Р, МПа
20	До 12	159-377	4,0
17ГС	До 10	17-377	4,0
10Г2	До 18	25-426	10,0
15Х5М	До 18	14-426	10,0
09Г2С	До 14	14-530	10,0

2 Дефекты в трубопроводе

Дефекты возникают не только при эксплуатации, но так же и при изготовлении трубопроводов. Обычно они контролируются и оцениваются по признанным и проверенным методам контроля качества. Однако трубопровод во время эксплуатации всегда будет содержать более крупные дефекты в течение своего срока службы, и они потребуют оценки пригодности чтобы понять, требуется ли ремонт. Таким образом, за последние 40 лет был разработан ряд методов оценки дефектов. Некоторые из этих методов были включены в отраслевые руководства, другие находятся в опубликованной литературе [4].

Цель состоит в том, чтобы определять дефекты в процессе эксплуатации, тем самым сохранять качество продукта. Поверхностные дефекты легко обнаруживаются при визуальном осмотре, в то время как подповерхностные дефекты могут быть обнаружены при радиографическом тестировании, но в случае их пропуска они могут быть обнаружены при ультразвуковом тестировании, которое является более трудоемким и которое должно быть проверено с помощью второго метода неразрушающего контроля, цифрового рентгеновского тестирования. Для повышения эффективности производства, а также серии станций неразрушающего контроля, необходимых для производства нефте- и газопроводов, мы должны определить, как использовать новые методы для устранения недостатков современных методов обнаружения дефектов. Это позволит сократить трудозатраты и увеличить пропускную способность при сохранении качества готового продукта [5].

Существует несколько основных видов дефектов:

1. Дефекты геометрии трубы;
2. Дефекты стенки трубы;
3. Дефекты сварного соединения;

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»		
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.				13	104 06
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

4. Недопустимые соединительные детали;
5. Недопустимые конструктивные детали и приварные элементы.

К дефектам геометрии трубы относят:

1. Вмятины;
2. Гофры;
3. Сужения.

К дефектам стенки трубы относят:

1. Потерю металла;
2. Уменьшение толщины стенки трубы;
3. Риски;
4. Расслоения;
5. Трещины;
6. Дефекты поверхности;
7. Трещиноподобные коррозионно-механические дефекты.

К дефектам сварных швов относят:

1. Несплошность плоскостного типа;
2. Аномалии;
3. Смещение кромок;
4. Косой стык;
5. Разнотолщинность стыкуемых труб.

Процесс производства стали может оставлять примеси в готовом изделии. Эти включения могут привести к тому, что кристаллическая структура стали будет связана в более слабом состоянии, что приведет к неоднородности. Более современные методы производства стали значительно снизили вероятность включений, создавая сталь гораздо более высокого качества. Тем не менее, даже более низкая частота включений все еще может привести к появлению дефектов в трубопроводах [6].

Нефть и природный газ транспортируются по трубопроводам уже более века, что дает большой объем информации о дефектах в производстве и эксплуатации. Исследования привели к раннему обнаружению дефектов корпуса и сварных швов труб в процессе производства и эксплуатации. Сварка – это процесс соединения компонентов с использованием плавления присадочного материала для сплавления составляющих частей вместе. Наиболее распространенные дефекты встречаются в сварных швах, и их можно разделить на 7 основных типов: пористости, шлаковые включения, отсутствие плавления, отсутствие проходки, трещины, прогорающие и неправильные формы. Любой из них может иметь место в пяти наиболее распространенных сварочных конфигурациях, используемых в производстве [5].

Дефекты пористости возникают из пузырьков газа, захваченных в металлическом наполнителе, когда он затвердевает. В процессе сварки существует много источников этих пузырьков, но пористости чаще всего можно избежать, если заготовки полностью очистить перед сваркой. Пористость также может быть уменьшена, если сварочный ток поддерживается ниже избыточного уровня. Более высокие скорости производства с большей вероятностью могут привести к возникновению дефектов пористости.

Дефект пористости показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Дефект пористости [6]

Неметаллические вещества, застрявшие внутри металла сварного шва или между валиком и основанием, называются включениями шлака, как показано на рисунке 2 [5].



Рисунок 2 – Включения шлака [6]

Загрязненные поверхности могут привести к отсутствию в сварных швах сплавления, этот дефект называется непроваром. Название объясняет, как происходит дефект, сварочный валик не прилипает, чтобы сплавиться с основным металлом, оставляя слабое соединение, как показано на рисунке 3 [7].

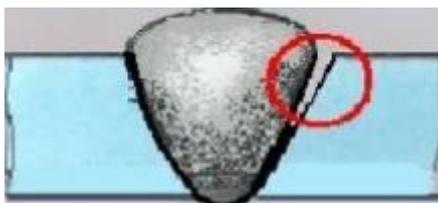


Рисунок 3 – Непровар [6]

Неполное проникновение описывает тип дефекта, при котором металл сварного шва не полностью заполняет соединение. Насыпь меньше, чем должна быть, что приводит к точке напряжения, которая может легко вызвать трещину, как показано на рисунке 4 [8].



Рисунок 4 – Неполное проникновение [6]

Если при затвердевании металл сварного шва усаживается, внутри валика могут образоваться трещины, как показано на рисунке 5. Это ослабляет сварной шов, поскольку металл сварного шва больше не является непрерывным [8].



Рисунок 5 – Трещины [6]

Сквозной дефект возникает из-за избыточного тепла, которое фактически сжигает металл сварного шва, часто создавая шарики металла на задней стороне сварного шва, как показано на рисунке 6 [8].



Рисунок 6 – Сквозной дефект [6]

Любое отличие от идеального контура сварного шва называется дефектом неправильной формы. Каждый тип неправильной формы имеет свою конкретную причину, но все они приводят к напряженно – чувствительным состояниям, которые подвержены раннему отказу (окончанию срока эксплуатации). Различные типы дефектов неправильной формы показаны на рисунке 7,8,9,10 [7].

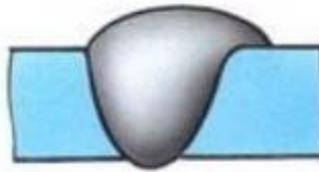


Рисунок 7 – Наплыв [6]

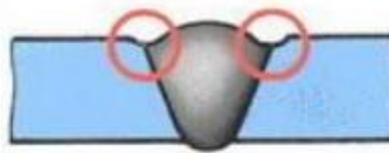


Рисунок 8 – Подрезы [6]

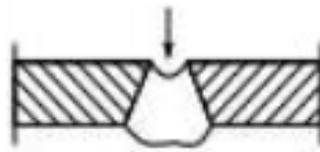


Рисунок 9– Утяжка [6]

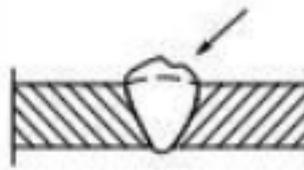


Рисунок 10 – Чрезмерное усиление шва [6]

Проведём обзор всех характеристик дефектов и соответствующих методов обнаружения неразрушающего контроля, используемых при изготовлении нефтяных труб.

Методы неразрушающего контроля, используемые для проверки качества при изготовлении труб. Ультразвуковое тестирование, рентгенографическое тестирование, цифровое рентгеновское тестирование, электромагнитное тестирование, магнитопорошковое тестирование и визуальное исследование

являются обычными методами неразрушающего контроля, используемыми при изготовлении труб.

Дефекты, которые были рассмотрены в работе, могут появляться как на поверхности, так и внутри. Задача состоит в том, чтобы выявить дефект, который находится внутри сварного шва и вовремя устранить его, для этого мы классифицируем все дефекты, чтобы выявить те, которые будут наиболее критичные. Их необходимо устранять в самую первую очередь, чтобы предотвратить разрушение. Такие дефекты как трещины, дефекты пористости, неметаллические включения, непровар, возникают как внутри сварного шва, так и под ним. Для таких дефектов возникает необходимость обнаружения посредством ультразвукового тестирования с помощью вторичной проверки цифровым рентгеновским тестированием.

					<i>Дефекты в трубопроводе</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		289

3 Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой отрасли

3.1 Ультразвуковой контроль

Ультразвуковой контроль, использует звуковые волны, частоты которых (50 кГц - 50 МГц) находятся выше слышимого человеческим ухом диапазона [9].

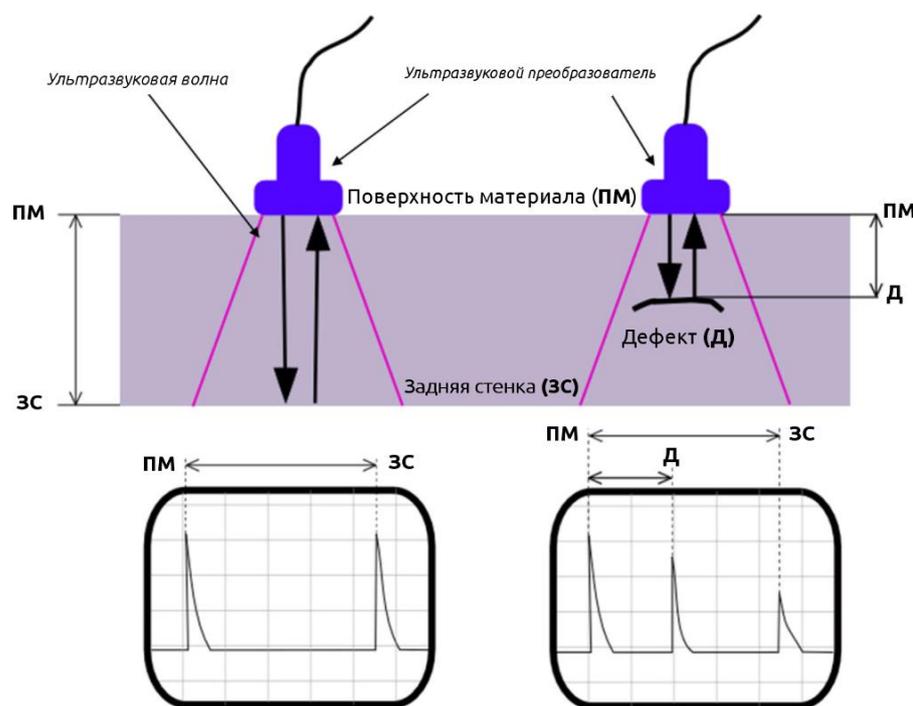


Рисунок 11 – Схемы обеспечения визуального контроля [10]

Пьезоэлектрический эффект ультразвукового преобразователя позволяет передавать и принимать сигнал изнутри оборудования. Прибор позволяет исследовать внутреннюю структуру оборудования и обнаружить изменения толщины, сварные швы, трещины, пустоты, расслоение и другие виды дефектов материала или конструкции [9].

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.				20	10406
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		
Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой отрасли							

Ультразвуковой контроль использует звук в качестве источника для проверки рассматриваемой среды. Это тот же самый вид звука, который создает движение наших барабанных перепонки и позволяет нам слышать. Вибрации, используемые для ультразвукового контроля (УЗК), гораздо более высокой частоты, чем те, которые мы можем слышать. Но, как и любая звуковая волна, движущаяся по воздуху, ультразвуковые волны, посылаемые в металл, будут распространяться через твердую среду. Когда эти колебания сталкиваются с границами раздела между неоднородными материалами (которые представляют собой, например, дефекты в материалах и сварных швах труб), они будут отражаться предсказуемым образом. Ультразвуковой контроль является широко используемым методом в промышленности для контроля качества. Он полезен для проверки целостности металлических деталей, как до, так и после формовки в трубы. Рулонный материал может быть проверен на наличие невидимых дефектов с помощью ультразвукового контроля прямым лучом, что позволяет отнести материал к категории приемлемых, ремонтнопригодных или обнаружить брак до того, как он будет включен в состав труб. Поскольку воздух не пропускает ультразвуковые волны так же хорошо, как твердые тела или гели, трудности с внедрением сигналов в металлы преодолеваются путем использования воды или смазки в качестве проводящей среды между преобразователем и проверяемым материалом. Ультразвуковой контроль используется как при изготовлении труб, так и для контроля эксплуатируемых трубопроводов [10].

Ультразвуковой сигнал, используемый для ультразвукового контроля, не является непрерывным. Короткий импульс ультразвука излучается преобразователем в испытываемый материал; сигнал проходит через толщину испытываемого образца и отражается от задней стенки образца или от разрыва внутри образца. Эхо-сигнал улавливается датчиком только через несколько микросекунд после излучения. Это дает процессу название "эхо-импульсный метод". Для расчета наличия и глубины дефекта необходимо знать скорость распространения ультразвука в исследуемом материале [9].

					<i>Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой промышленности</i>	<i>Лист</i>
						230
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.2 Метод акустической эмиссии

Этот метод позволяет обнаружить наличие волн разрежения, возникающих при утечках в трубопроводах. Когда происходит утечка жидкости, волны отрицательного давления распространяются в обоих направлениях внутри трубопровода. Обнаружение этих акустических волн помогает выявить утечки в трубопроводах [10].

Акустико-эмиссионные испытания, рисунок 12, проводятся путем установки небольших датчиков на тестируемый компонент. Датчики преобразуют волны напряжения в электрические сигналы, которые передаются на компьютер для обработки. Волны улавливаются, когда компонент подвергается внешнему воздействию, например, высокому давлению, нагрузке или температуре. По мере роста повреждений в компоненте происходит большее высвобождение энергии. Скорость обнаружения акустической эмиссии, активность, интенсивность акустической эмиссии, громкость, отслеживаются и используются для оценки целостности конструкции и мониторинга состояния компонентов [11].



Рисунок 12 – Схема испытаний акустической эмиссии [11]

Акустическую эмиссию (АЭ) можно представить как крошечные землетрясения, происходящие в материале. Этот метод позволяет глобально

					Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой промышленности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

контролировать компонент на наличие дефектов, что дает возможность контролировать крупные конструкции и машины в процессе эксплуатации с минимальными нарушениями, в отличие от разрушающих испытаний. Благодаря использованию нескольких датчиков можно определить местонахождение источников акустической эмиссии (и, следовательно, повреждений). Посредством анализа сигнала можно также определить наличие различных механизмов источника [10].

Существует два метода АЭ-испытаний: переходный и непрерывный. Переходный метод фиксирует всплески АЭ, превышающие порог (уровень громкости), и извлекает такие характеристики, как пиковая амплитуда, энергия сигнала и продолжительность всплеска. Эти характеристики затем используются для оценки состояния тестируемого компонента. Этот метод хорошо подходит для тестирования конструкций на наличие дефектов, таких как трещины [9].

Непрерывный метод фиксирует все АЭ в течение заданного периода времени, например, 1/10 секунды. Затем извлекаются такие характеристики, как средний уровень сигнала и среднеквадратичное отклонение (СКО). Этот метод хорошо подходит для тех случаев, когда имеется много фоновых АЭ или амплитуда АЭ низкая, например, при испытании коробок передач или обнаружении утечек [7].

Акустико-эмиссионные испытания могут проводиться как в лабораторных, так и в полевых условиях, как в течение относительно коротких периодов времени, например, нескольких часов, так и в течение более длительных периодов, например, нескольких месяцев. Методы беспроводной передачи данных позволяют анализировать данные дистанционно [9]. Волны Рэлея — это волны, которые проникают в материал только на подповерхностное расстояние в одну длину волны (при любой заданной частоте), также называются поверхностными волнами. Эти волны распространяются вдоль поверхности исследуемого материала со скоростью, равной скорости SW. Они полезны для обнаружения трещин, разрушающих

					Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой промышленности	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

поверхность испытываемой детали, также полезны для испытания деталей со сложными округлыми поверхностями [11].

3.3 Радиографические методы

Рентгенография - один из старейших методов неразрушающего контроля, позволяющий получить "внутренний вид" исследуемого материала. Рентгеновские или гамма-лучи проецируются на исследуемый образец, а интенсивность излучения, проходящего через объект, регистрируется с помощью светочувствительной пленки, широко известной как промышленная рентгеновская пленка. После экспозиции пленка подвергается химической обработке, и таким образом получается рентгенограмма. Рентгенограмма просматривается против осветителя и интерпретируется. Полученная теневая диаграмма показывает размерные характеристики детали. Возможные дефекты отображаются на пленке в виде изменений плотности [11].

В нефтегазовой промышленности этот метод неразрушающего контроля полезен для проверки сварных швов на трубопроводах, рисунок 4, и сосудах под давлением [12].

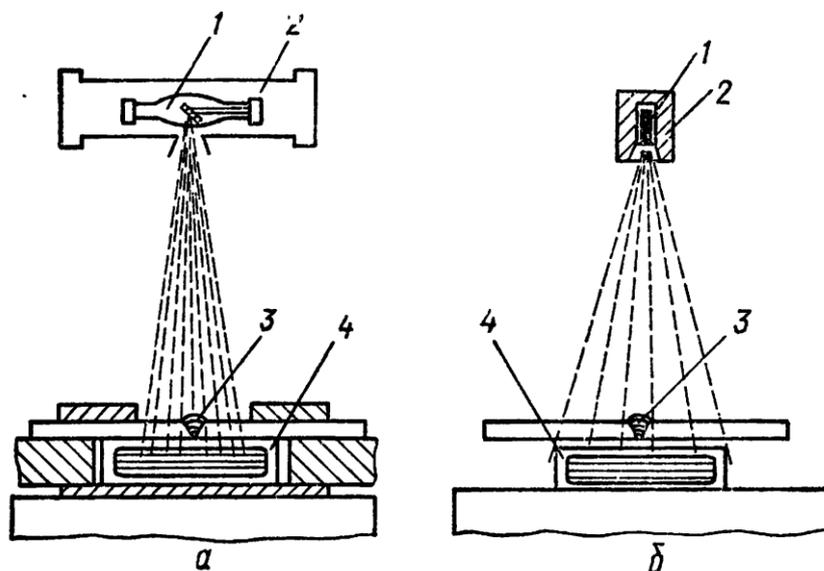


Рисунок 13 – Схемы просвечивания сварочного шва рентгеновскими (а) и гамма-лучами(б): 1 — лампы; 2 — контейнеры; 3 — сварной шов; 4 — пленка

[13]

Он также полезен для контроля неметаллических материалов, таких как бетон и керамика. Работа с этим типом неразрушающего контроля требует соблюдения правил техники безопасности [8].

Источники рентгеновских лучей: Рентгеновские лучи генерируются с помощью специально разработанных высоковакуумных трубок (рентгеновских трубок). При электрическом воздействии эта трубка испускает проникающее излучение, известное как рентгеновское. Приложенное напряжение и сила тока определяют соответственно проникающую способность и интенсивность рентгеновских лучей. В рентгеновских аппаратах энергия и интенсивность обычно регулируются [10].

Источники гамма-излучения: Радиоактивные изотопы, испускающие гамма-излучение, такие как иридий-192, кобальт-60, талий-170 и селен-75, используются для неразрушающего контроля так же, как и рентгеновский аппарат. Как и рентгеновские лучи, гамма-лучи также являются электромагнитным излучением. Эти два вида излучения отличаются только длиной волны и способом получения. Гамма-лучи испускаются при распаде возбужденного и несбалансированного атомного ядра [7].

3.4 Магнитный контроль

Магнитный контроль (МК) основан на изменении направления магнитного потока при прохождении через участки с пониженной магнитной проницаемостью, например дефекты в виде разрыва сплошности металла. В дефектных местах магнитное поле изменяется, над дефектом появляются поля рассеивания. В полях рассеивания намагниченность выше, чем в бездефектных местах. Магнитный контроль является высокочувствительным методом контроля. МК позволяет обнаружить поверхностные и подповерхностные дефекты даже такие, как например трещины малой глубины, малой протяженности. Существует 3 основных метода магнитного контроля:

- Магнитопорошковый;
- Индукционный (вихретоковый);
- Феррозондовый.

					<i>Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой промышленности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		25

В основе принципа действия лежит закон электромагнитной индукции, который гласит, что ЭДС, находящаяся в замкнутом контуре, пропорциональна времени магнитного потока. [11].

Все эти методы магнитного контроля берут за основу обнаружение локальных полей возмущения магнитных полей, которые образуются в результате повреждения намагниченной стенки трубопровода. Форма изменения полей рассеивания позволяет узнать размеры дефектов, форму, глубину залегания, степень разрушения и прочие параметры.

3.4.1. Магнитопорошковый метод

Магнитопорошковый метод выявления дефектов основан на выявлении локальных магнитных полей рассеяния, возникающих в дефектных местах, с помощью ферромагнитных частиц, которые являются индикаторами дефектов. Магнитное поле возникающее над дефектом искажено, силовые линии огибают дефект, словно это какое-то препятствие. В результате этого магнитное поле искажается. При этом по обе стороны от трещин, то есть по краям дефекта, возникают местные магнитные полюсы N и S, создающие локальное магнитное поле рассеяния. Искажения магнитного поля зависят от геометрических характеристик дефекта. Чем больше дефект и чем ближе он к поверхности контролируемого участка, тем сильнее искажается магнитное поле. Наиболее эффективное выявление дефектов происходит при угле намагничивания 90 или около 90 градусов [12].

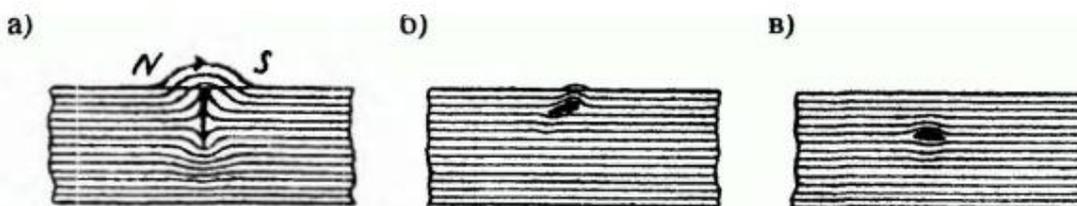


Рисунок 14 – Магнитное поле рассеяния над дефектом: а – поверхностным; б – подповерхностным; в – внутренним [13]

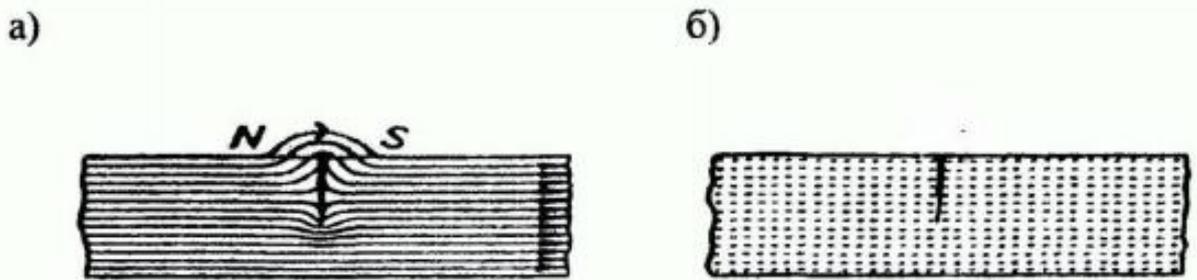


Рисунок 15 – Направление силовых линий магнитного поля в случае разных взаимных ориентаций дефекта и магнитного поля [13]

Для обнаружения дефектов данным способом на контролируемые участки детали наносят ферромагнитный порошок. Существует два способа нанесения магнитного порошка: «сухой» и «мокрый» методы. Их разница состоит в том, что при использовании «сухого» метода, во внутреннюю поверхность трубопровода запускают сухой ферромагнитный порошок, а при «мокром» методе этот порошок смешивают с жидкой средой, например со смесью масла и керосина или со смесью воды и антикоррозийных веществ, и запускают внутрь трубопровода суспензию с магнитными частицами [12].

Порошок магнитный черный представляет собой мелко измельченную закись-окись железа (Fe_3O_4), получается фильтрацией шламовой жидкости с последующей сушкой при температуре 400 – 500 0С и размолот. Размер основной массы частиц – не более 30 мкм [12].

Дефекты эффективно выявляются выявляется благодаря тому, что на ферромагнитные частицы порошка действуют силы магнитного поля, которые стремятся затянуть эти частицы в места наибольшей концентрации магнитных силовых линий. В результате ферромагнитные частицы собираются над дефектом, образуя рисунок в виде полосок или цепочек. Ширина данных полосок обычно превышает размеры дефекта, таким образом это позволяет выявить даже самые мелкие трещины, надрывы, риски и прочие мелкие дефекты [11].

Магнитопорошковому контролю могут быть подвергнуты детали, выполненные из ферромагнитных материалов с относительной магнитной проницаемостью и не менее 40 [11].

Чувствительность данного метода контроля очень сильно зависит от шероховатости контролируемой поверхности. Максимальная чувствительность метода может быть получена при контроле детали с шероховатостью, соответствующей параметру $Ra = 1,25 \dots 2,5$ мкм. С увеличением шероховатости чувствительность метода снижается. При большой шероховатости для достоверного контроля стараются применять более крупный порошок, который обычно наносят именно «сухим» способом. Так же крупный порошок применяют при контроле дефектов, которые залегают глубоко под поверхностью контролируемого участка. Для высокой эффективности так же стараются применять частицы неправильной формы, так как это так же увеличивает чувствительность магнитопорошкового метода контроля. Подвижность частиц магнитного порошка повышают путем их покрытия пигментом с низким коэффициентом трения. На чувствительность метода оказывает влияние и род намагничивающего тока при обнаружении подповерхностных дефектов [9].

3.4.2. Вихретоковый метод

Этот процесс основан на явлении, известным как электромагнитная индукция, рисунок 16. Когда переменный ток проходит через проводник - например, медную катушку - вокруг катушки создается переменное магнитное поле, которое расширяется и сжимается при увеличении и уменьшении переменного тока. Если катушку поднести близко к другому электрическому проводнику, колеблющееся магнитное поле вокруг катушки пронизывает материал и, согласно закону Ленца, вызывает в проводнике вихревой ток. Этот вихревой ток, в свою очередь, создает собственное магнитное поле. Это "вторичное" магнитное поле противостоит "первичному" магнитному полю и, таким образом, влияет на ток и напряжение, протекающие в катушке [13].

					<i>Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой промышленности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

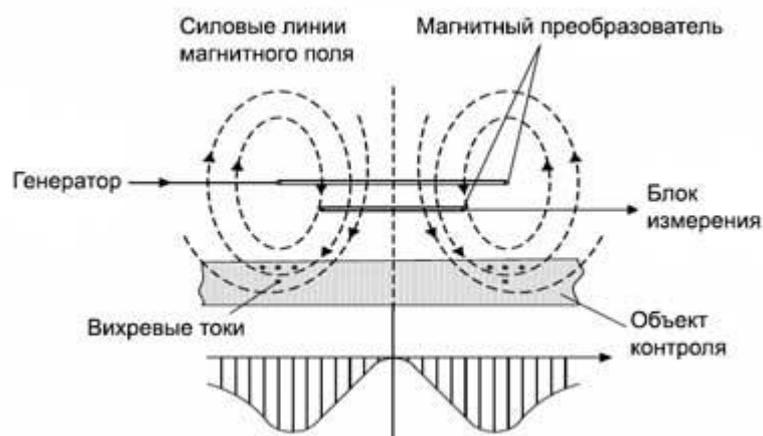


Рисунок 16 – Схема вихретокового метода контроля [14]

Любые изменения в проводимости исследуемого материала, такие как приповерхностные дефекты или разница в толщине, влияют на величину вихревого тока. Это изменение обнаруживается с помощью первичной или вторичной детекторной катушки, образуя основу метода вихретокового контроля [14].

Проницаемость — это легкость, с которой материал может быть намагничен. Чем больше проницаемость, тем меньше глубина проникновения. Немагнитные металлы, такие как аустенитные нержавеющие стали, алюминий и медь, имеют очень низкую проницаемость, тогда как ферритные стали имеют магнитную проницаемость в несколько сотен раз больше [13].

Плотность вихревого тока выше, а чувствительность к дефектам наибольшая на поверхности, и она уменьшается с глубиной. Скорость уменьшения зависит от "проводимости" и "проницаемости" металла. Проводимость материала влияет на глубину проникновения. В металлах с высокой проводимостью вихревой ток течет больше на поверхности, а в таких металлах, как медь и алюминий, глубина проникновения уменьшается [14].

Глубина проникновения может быть изменена путем изменения частоты переменного тока - чем ниже частота, тем больше глубина проникновения. Таким образом, высокие частоты могут использоваться для обнаружения дефектов, расположенных вблизи поверхности, а низкие частоты - для

обнаружения более глубоких дефектов. К сожалению, при снижении частоты для обеспечения большей глубины проникновения, чувствительность обнаружения дефектов также снижается. Поэтому для каждого испытания существует оптимальная частота, обеспечивающая необходимую глубину проникновения и чувствительность [8].

Методы испытаний вихревыми токами были разработаны в качестве основного метода обследования труб. Они также могут быть использованы для выявления внутренней коррозии, возникающей в результате дефицита металла. Вихретоковый контроль имеет различные особенности, которые делают его подходящим вариантом для целей обследования труб [13].

					<i>Методы неразрушающего контроля используемые в нефтегазовой промышленности</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		30

4 Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики

Во всем мире магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы контролируются при помощи внутритрубных диагностических снарядов. Однако из-за сложной геометрии технологических трубопроводов, использование стандартных снарядов является малоэффективным способом контроля, иногда даже невозможным. Эффективным инструментом контроля таких трубопроводов являются роботизированные устройства, для диагностики внутренней поверхности трубопроводов. Конструкция таких роботов позволяет проходить наклонные, вертикальные участки, крутозагнутые отводы и тройники [15].

Выявляемые отклонения:

1. Потерю металла;
2. Уменьшение толщины стенки трубы;
3. Риски;
4. Расслоения;
5. Трещины;
6. Дефекты поверхности;
7. Трещиноподобные коррозионно-механические дефекты.

Преимущества:

1. Диагностирование трубопроводов с помощью роботизированных устройств не требует дополнительных работ по вскрытию трубопровода, соответственно является менее затратным.

2. По сравнению со снарядами для внутритрубной диагностики:

- Возможность прохождения участков сложной геометрии;

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					31	10406
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Гвнппа 2Б8А		

- Отсутствие необходимости камер пуска и приема средств очистки и диагностики, возможность запуска через обратный клапан, люк-лаз, рез;
- Диагностический робот способен двигаться самостоятельно без потока перекачиваемой жидкости.

Разработка и внедрение диагностических робототехнических комплексов было удостоено Премии Правительства РФ за достижения в области науки и техники. С 2012 года выполняется внутритрубная диагностика на объектах транспортировка и хранения нефти и нефтепродуктов в Соединенных штатах Америки.

4.1 Роботизированное устройство ТДК-400-М-Л

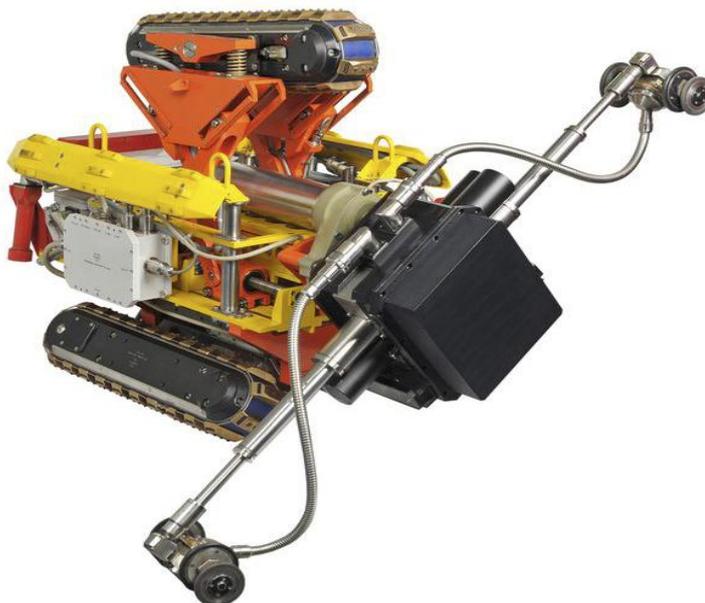


Рисунок 17 – Роботизированное устройство ТДК-400-М-Л [16]

Телеуправляемый диагностический комплекс ТДК-400-М-Л (рисунок 17).
Технические условия ИТЦЯ.463432.146 ТУ (оптический и акустический автоматизированный контроль).

Изготовитель: ЗАО "Диаконт", Россия, г. Санкт-Петербург.

Поставщик услуг по ВТД: ООО "Газпроект-ДКР", Россия, г. Санкт-Петербург.

					Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

Состав оборудования комплекса ТДК-400-М-Л, прошедший аттестацию.

1. Передающая часть:

- Взрывобезопасное средство доставки ВСД-М-Л (ИТЦЯ.463169.022);
- Средство доставки кабеля СДК-М-Л (ИТЦЯ.463169.027);
- Камера КВИК-ВСД (ИТЦЯ.463169.023);
- Модуль электромагнитно-акустический ЭМА-М-СВ (ИТЦЯ.401171.014-02).

2. Приемная часть:

- Комплект управления, включающий блок управления БУ-ВСД-М-Л и пульт управления ПУ-ВСД-М;
- Компьютер оператора/контролера.

3. Линии связи:

- Кабель соединительный К-С-ВСД-М-Л-12;
- Кабель соединительный К-С-ВСД-М-Л в различных исполнениях с длиной от 150 м до 400 м;
- Барабан кабельный береговой БКБ-ВСД-М-Л.

4. Программный комплекс "ВДТ": (программы "RODIS", "Emat Inspector", "VMInspector", "Emat Analyzer").

5. Вспомогательное оборудование:

- Комплект сцепной;
- Комплект аварийного извлечения;
- Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей, в том числе контрольные образцы для оптического модуля (измерительного канала № 1) и акустического модуля (измерительного канала № 2, контрольного канала № 3 и канала измерения рабочего зазора) [17].

Назначение:

1. Опытно-промышленная эксплуатация серийных экземпляров диагностических комплексов ТДК-400-М-Л до 01.06.2017 по программе, согласованной ПАО "Газпром".

					Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

2. Состав выполняемых работ:

- Внутритрубное телевизионное обследование (ВТО) внутренних полостей и внутренних поверхностей труб и соединительных деталей с применением камер телевизионных обзорных и оптического модуля КВИК-ВСД;
- Автоматизированный телевизионный визуальный и измерительный контроль (ВИК) внутренней поверхности кольцевых сварных соединений и их околошовных зон (не менее 20 мм) с применением измерительного канала оптического модуля КВИК-ВСД;
- Автоматизированный ультразвуковой контроль (УЗК) основного металла труб с применением контрольного канала акустического модуля ЭМА-М-СВ;
- Ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) основного металла труб и соединительных деталей с применением измерительного канала акустического модуля ЭМА-М-СВ.

3. Диагностический комплекс ТДК-400-М-Л не предназначен для автоматизированного УЗК соединительных деталей трубопровода, сварных соединений труб.

4. Отчетные материалы по результатам опытнопромышленной эксплуатации ТДК-400-М-Л (в том числе технические отчеты по результатам ВТД, отзывы эксплуатирующих организаций) разработчик предоставляет в головную экспертную организацию до 30.03.2017.

5. Решение о дальнейшей промышленной эксплуатации диагностического комплекса ТДК-400-М-Л принимает ПАО "Газпром" по представлению головной экспертной организации в соответствии с результатами опытно-промышленной эксплуатации серийных экземпляров [16].

Условия применения:

1. Внутритрубная диагностика участков технологических нефтепроводов объектов НПС[17].

					Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

2. Горизонтальные и наклонные (до $\pm 15^\circ$) локальные участки линейной части магистральных газопроводов (перемычки, газопроводы-отводы и др.).

3. Комплекс ТДК-400-М-Л может применяться во взрывоопасных зонах класса 1 и 2 в соответствии с Ex - маркировкой (ГОСТ ИЕС 60079-14, ИЕС 60079-14).

4. Диапазон контролируемых толщин стенок труб и соединительных деталей при проведении УЗТ составляет от 6 мм до 30 мм включительно.

5. Диапазон контролируемых толщин стенок при проведении УЗК составляет от 10 мм до 26 мм включительно.

6. Температурный интервал эксплуатации от минус 10°C до плюс 40°C [17].

Выявленные недостатки:

1) Невозможность эксплуатации в заполненном продуктом трубопроводе;
2) Сложность прохождения Г-образных участков трубопровода, с малым диаметром изгиба;

3) Температурный интервал не позволяет использовать данное устройство в холодное время года в части регионов, пролегания нефтепроводов и газопроводов;

4) Невозможность использования на трубопроводах малого диаметра.

Выявленные преимущества:

1. Диагностирование трубопроводов с помощью роботизированных устройств не требует дополнительных работ по вскрытию трубопровода, соответственно является менее затратным.

2. По сравнению со снарядами для внутритрубной диагностики:

- Возможность прохождения участков сложной геометрии;
- Отсутствие необходимости камер пуска и приема средств очистки и диагностики, возможность запуска через обратный клапан, люк-лаз, рез;
- Диагностический робот способен двигаться самостоятельно без потока перекачиваемой жидкости. [16].

					Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

4.2 Роботизированное устройство RODIS-8.

Роботизированное устройство RODIS-8 — это ультразвуковой Телеуправляемый диагностический комплекс для внутритрубной диагностики трубопроводов малых диаметров. Данное оборудование не требует камер приёма-запуска для загрузки в трубопровод. Данное устройство подходит для трубопроводов малых диаметров от 200мм до 300мм с толщиной стенки трубы от 5мм до 15мм.

Диагностика проводится со скоростью до 20 погонных метров в час. Устройство благодаря своей конструкции способно преодолевать трубопроводы сложного профиля.

Данный комплекс используется на технологических трубопроводах



Рисунок 18 – Роботизированное устройство RODIS-8 [16]

Изготовитель: ЗАО "Диаконт", Россия, г. Санкт-Петербург. Поставщик услуг по ВТД: ООО "Газпроект-ДКР", Россия, г. Санкт-Петербург.

Программный комплекс "ВТД": (программы "RODIS", "Emat Inspector", "VMInspector", "Emat Analyzer").

Состав выполняемых работ:

- Внутритрубное обследование внутренних полостей и внутренних поверхностей труб и соединительных деталей диаметром от 200мм до 300мм;
- Автоматизированный ультразвуковой контроль;
- Толщинометрия;

					Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

– Автоматизированный визуальный и измерительный контроль (ВИК) внутренней поверхности кольцевых сварных соединений;

– Оценка состояния изоляции поверхности трубопровода [17].

Выявленные недостатки данного роботизированного комплекса:

1) Комплекс используется только в технологических трубопроводах малого диаметра;

2) Большие габаритные размеры

Выявленные преимущества:

1) Комплекс способен проходить участки трубопровода почти любой сложности за счет подвижности частей конструкции;

2) Комплекс не нуждается в камерах приёма-запуска для загрузки трубопровода;

3) Достаточно высокая скорость контроля и диагностики.

					Существующие роботизированные устройства для внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

5 Классификация роботизированных устройств

Трубопроводы используются для транспортировки жидкостей и газов. Их состояние должно контролироваться для эффективного функционирования, чтобы избежать таких проблем, как различные дефекты например: трещины, коррозия, старение и механические повреждения. Внутритрубная диагностика, обслуживание и очистка трубопроводов требуют больших затрат, поэтому в таких ситуациях роботы и роботизированные устройства играют жизненно важную роль, становясь ценным ресурсом. В данной работе роботы для обследования трубопроводов классифицируются по типу передвижения внутри трубопровода: (Pipeline Inspection Gauge) (PIG) внутритрубный инспекционный снаряд, (caterpillar-type locomotion) гусеничный тип передвижения, (wheel-type locomotion) колесный тип передвижения, (screw-type locomotion) винтовой тип передвижения, (inchworm-type locomotion) дюймовый тип передвижения, (wall press-type locomotion) прижимной тип передвижения и (walking-type locomotion) шагоходный тип передвижения (рисунок 19). Каждый класс имеет свои преимущества и недостатки, основанные на его способности устранить выбранный недостаток. Роботы, независимо от их локомоции, сталкиваются с трудностями при перемещении по горизонтальным, вертикальным, t-образным, у-образным, коленчатым и трубопроводам разного диаметра (рисунке 20) [18].

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Молчанов Н.Д.</i>			Классификация роботизированных устройств	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Антропова Н.А.</i>					<i>ЭВ</i>	<i>10406</i>
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Гвупна 2Б8А		

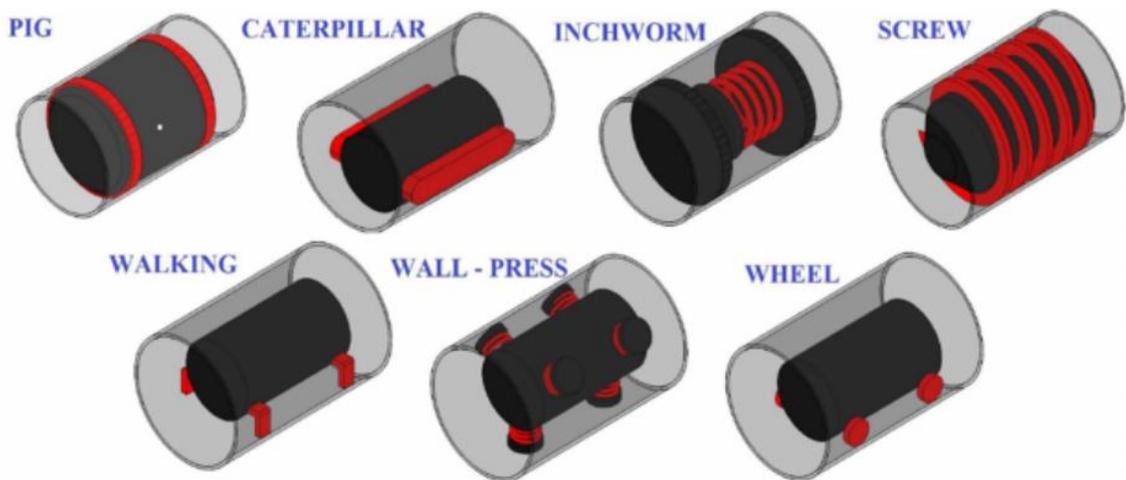


Рисунок 19 – Виды внутритрубных роботизированных устройств по типу передвижения [18]

Роботизированное устройство должно быть спроектировано таким образом, чтобы помимо прохождения обычных участков трубопровода проходить и сложные участки, представленные на рисунке 20 [19].

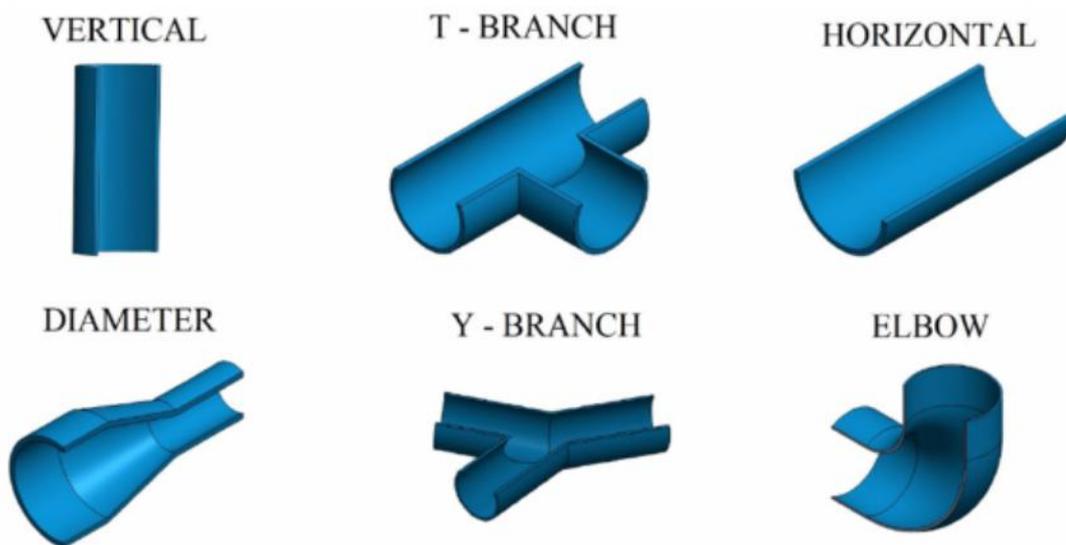


Рисунок 20 – Виды сложных участков трубопроводов

Разбор каждого вида внутритрубных роботов и подбор, наиболее подходящего для будущей модели.

5.1 Внутритрубный инспекционный снаряд (Pipeline Inspection Gauge)

Внутритрубный инспекционный снаряд (Pipeline Inspection Gauge) — это инспекционный робот, используемый для проверки трубопроводов и работающий под давлением перекачиваемого вещества. Внутритрубный инспекционный снаряд запускается в трубу с помощью пусковой установки и принимается на другом конце трубы с помощью приемника внутритрубного инспекционного снаряда, называемого КПП СОД. Существуют внутритрубные инспекционные и очистные снаряды, а так же совмещенная их версия. Внутритрубный очистной снаряд был разработан для очистки труб с помощью скребков с целью удаления ржавчины и других загрязнений и отложений внутри трубы. Внутритрубный инспекционный снаряд разработан для инспекции трубопроводов компанией Shell Development в 1961 году с использованием электромагнитных методов сбора информации. Внутритрубный инспекционный снаряд используется для очистки и инспекции, при этом не требуется останавливать поток продукта в трубопроводе для очистки или осмотра. Их главная цель - очистить трубопровод, не оставляя после себя мусора, который может снизить производительность трубопровода, что приведет к увеличению затрат и вызовет коррозию, а также выявить все дефекты. За последние несколько лет было разработано множество роботов для осмотра трубопроводов типа внутритрубного инспекционного снаряда, и все они использовали различные датчики для диагностики трубопроводов [20].

Существующие проблемы внутритрубных инспекционных снарядов:

1. Перемещение на большое расстояние, что не позволяет использовать их при проводном подключении;
2. Трудность использования из-за изменения диаметра трубы;
3. Прохождение через острые изгибы и ответвления из-за недостаточной гибкости
4. Неизбежный эффект гидроудара из-за быстрого открытия и закрытия клапанов [21].

					<i>Классификация роботизированных устройств</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

Эти недостатки были устранены с помощью беспроводной связи для управления на большом расстоянии, регулируемой конструкции для прохождения через трубы переменного диаметра, улучшенной гибкости и маневренности для прохождения через изгибы и ответвления, а нефть может протекать через снаряд, что уменьшает эффект гидроудара. Даже после этих разработок в системе внутритрубного снаряда все еще оставались проблемы, такие как резкое изменение диаметра трубопровода, увеличивающее скорость потока жидкости, которая создает давление внутри трубопроводов, что снижает эффективность процесса. Эта проблема была решена путем разработки системы, которая не влияет на скорость и давление жидкости внутри трубопровода. Этот вид устройств не только обнаруживает трещины на трубе, но и выявляет такие дефекты как коррозия или потери металла. Существующим снарядам очень трудно проходить через изгибы, и чтобы улучшить это, были разработаны снаряды с геометрической коррекцией, который может проходить через вогнутые и выпуклые трубопроводы. Этот снаряд снижает риск застревания внутри трубопровода, а также имеет систему с приводом UN, что снижает потребление энергии системой. Данные снаряды используют как правило ультразвуковые датчики [20].

5.2 Винтовой тип

Винтовой тип робота для внутритрубной инспекции обычно использует винтовое движение для перемещения внутри трубопровода, и они очень просты в управлении и обращении благодаря своей простой конструкции. Этот тип движения не затягивает тело робота внутрь трубопровода, поэтому они не повреждают внутреннюю поверхность трубы. Робот винтового типа очень гибок, так как может адаптироваться к трубопроводам разного диаметра, а его структура позволяет среде проходить сквозь, не блокируя их. Главная способность робота винтового типа - без труда преодолевать вертикальные трубопроводы, что объясняется неспособностью робота двигаться задним ходом из-за расположенных под углом колес. Проблемы, с которыми сталкиваются роботы для внутритрубной диагностики трубопроводов

					<i>Классификация роботизированных устройств</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

винтового типа, — это перемещение через изгибы, ответвления и вертикальные трубы, и они решаются с помощью робота винтового типа, разработанного Kakogawa A et al., который использует особый винтовой тип движения для перемещения внутри трубопроводов [22].

Даже после многочисленных разработок роботы винтового типа столкнулись со многими проблемами, такими как столкновение с препятствиями внутри труб, неспособность управления на поворотах и ответвлениях. Ли П и др., разработали робота для осмотра трубопроводов, который может проходить через препятствия и двигаться по ответвлениям, а также адаптироваться к изменениям в геометрии трубопровода, например, двигаться по круглым и квадратным трубопроводам. Li T et al., отметили, что на этапах разработки и тестирования робота происходит увеличение затрат. Чтобы преодолеть эту проблему, они разработали и смоделировали робота для диагностики трубопровода винтового типа, используя язык CMD программного обеспечения ADAMS. Этот процесс не только устранил затраты, но и сократил время за счет выявления проблем, с которыми столкнулась данная конструкция [23].

5.3 Тип дюймовый

Робот для внутритрубной диагностики дюймового типа движется внутри трубы как червь, расширяя и сжимая тело робота. Основной проблемой таких роботов является их тяговая способность, и по сравнению с другими типами передвижения этот имеет очень низкую тяговую способность. Qiao J et al., разработали дюймового червячного робота с использованием самоблокирующегося механизма и предложили два гибких шарнира для увеличения тяговой способности робота. Первое — это винтовая связь, а второе - пружинная связь, которые помогли в процессе увеличения тяги между роботом и трубой. По сравнению с традиционным методом, статическая сила которого составляет 0,35 Н, статическая сила при экспериментальном измерении составила 15,2 Н. Через несколько лет после этого Fang D и др., разработали дюймового робота, используя самоблокирующимся и

					<i>Классификация роботизированных устройств</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

телескопическим механизмом для непрерывного движения, который гарантировал силу блокировки 586 Н при скорости движения 0,11 м/с. Takagi M et al., разработали дюймового робота, используя особые "мягкие" материалы и гидрогель Double Network (DN gel) для контроля трения между трубами, что помогает в перемещении через узкие или закрытые пространства, что исключает традиционный метод создания роботов с использованием твердых материалов [24].

5.4 Прижимное роботизированного устройство

Робот для диагностирования трубопровода использует натяжение пружины для установления контакта между роботом и внутренней стенкой поверхности для перемещения внутри трубопровода. Робот для диагностирования трубопроводов гусеничного типа также относится к типу прижимных роботов, поскольку он использует силу тяги для адаптации формы и создает трение для перемещения внутри трубопровода. Это связано с большой площадью контакта, которую они покрывают по сравнению с другими типами, и, следовательно, это устройство наиболее устойчиво в сравнении с другими. Инспекционные роботы типа Caterpillar были протестированы для различных диаметров трубопроводов, таких как 80 - 100 мм [VI] и 150 мм. Kwon YS и др., разработали робота гусеничного типа, используя дифференциальный привод для управления и четырехбалочный механизм для захвата стенок трубы при различных диаметрах трубопровода. Kim JH et al., разработали "FAMPER" - гусеничный робот для диагностики трубопроводов, который использует 4 гусеничных модуля, функционирующих с помощью 2 двигателей каждый. Для обеспечения возможности управления каждое гусеничное колесо управляется независимо для доступа к изгибам под углом в 45° и 90°, t-образным и у-образным ответвлениям. "FAMPER" показал, что конфигурация гусеничного типа лучше во всех типах трубопроводных сетей. Venkateswaran S et al., разработали робота для устранения трудностей маневрирования через кривые и перекрестки. Предложена конструкция пассивной конфигурации с структурой, в которой используются 3 пружины

					<i>Классификация роботизированных устройств</i>	<i>Лист</i>
						43
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

растяжения и универсальный шарнир. Проанализированные результаты полезны для формирования цифрового прототипа всего робота. Проблемы, с которыми сталкивается робот Wall Press, заключаются в перемещении внутри неизвестных трубопроводов, управлении ими с помощью пульта и подъеме по склону. Wahed MA и др., разработали робота, использующего механизм настенного пресса для перемещения по трубопроводу диаметром от 150 мм до 230 мм и может подниматься по склону 30°, кроме того, вся работа робота контролируется дистанционно. Kim HM et al., разработали робота для опрессовки стен газопровода диаметром 150 мм, механизм которого состоит из многоосевой дифференциальной передачи, приводимой в движение одним двигателем. Основным преимуществом этой конструкции является то, что она может адаптироваться к различным геометрическим формам, таким как изгибы, без дополнительного управления. Brown L et al., [II] разработали автономного робота, который может определять параметры изгибов внутри неизвестных нефте-, газо- и водопроводов. Это достигается за счет использования трех специальных щуповых датчиков и алгоритма обнаружения углов со средним отклонением 4,69° [25].

5.5 Колесный тип

Робот для диагностирования внутренней поверхности трубопроводов колесного типа — это обычный мобильный робот, который работает на основе базового механизма, вращая колеса с помощью различных приводов. Эти роботы оснащены некоторыми инспекционными датчиками и направляются в трубопроводы для обследования и диагностирования. Несмотря на большое количество исследований, проведенных по инспекционным роботам колесного типа, все еще существует большая сложность в перемещении по изогнутым трубам (или вертикальным трубам). Для эффективного наблюдения, обнаружения и диагностики проблем и дефектов, возникающих в трубопроводе, Мохаммед М.Н. и др. разработали робота для диагностирования трубопровода на колесах, на котором установлена камера и который отображает внутреннюю поверхность трубопровода. Этот робот полностью

					<i>Классификация роботизированных устройств</i>	<i>Лист</i>
						44
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

автономен и оснащен ультразвуковым датчиком для обнаружения дефектов, возникающих внутри трубопровода. HidemasaSawabe и др., предложили режим управления, с помощью которого мобильный колесный робот перемещается внутри различных изгибов трубопроводов. Для каждого узла робот использовал две различные формы - противоскользкую и обычную. Модули контроля тяги останавливают робота от скольжения по вертикальной трубе. Модули обычного режима обеспечивают движение по изогнутой трубе. Благодаря смене модулей в рамках двух режимов робот может переключаться между прямыми и изогнутыми трубами. Метод переключения модулей был основан на упрощенной форме. Эксперименты показали эффективность данного метода управления. Предполагается, что если оператор выберет кривую из нескольких заранее запланированных, соответствующую изогнутой или разветвленной трубе, то робот будет перемещаться по трубопроводу, используя предложенную форму. Ацуши Какогава и Шуген Ма разработали робота для диагностирования трубопровода колесного типа с системой активности на основе тени. Целью проектирования этого робота является упрощение функционального комплекса. Подход, используемый для этой функции, включает дифференциальный механизм, расположение нескольких DOF на общей оси. Камера используется как для диагностики, так и для помощи в управлении. Они также разработали множество прототипов робота для диагностики трубопровода колесного типа, чтобы решить такие проблемы, как изменение диаметра и геометрии трубопровода, возможность автоматического поворота на ответвлениях и сокращение расстояния, проходимого роботом из-за трения, вызванного кабелями связи и питания, которые увеличивают стоимость процесса [25].

5.6 Шагающий/ножной тип

Шагающие роботы для диагностирования трубопроводов используются благодаря своей мобильности, которая достигается за счет адаптации к изменяющейся геометрии трубопроводов. Шестиногий шагающий трубопроводный робот разработан с использованием алгоритма шагов, который

					<i>Классификация роботизированных устройств</i>	<i>Лист</i>
						45
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

может перемещаться в изогнутых трубах. Эти роботы используют картографию труб и планируют как будут двигаться на поверхности трубы. Таким роботам требуется информация о внутренней среде, которая доступна с помощью данных, собранных датчиками. Одноногий робот показывает улучшение управления системой при наличии квантования данных и шумового датчика. Линеаризация матрицы вращения используется для обозначения обратной кинематики как квадратичной программы, что позволяет решать ее численным методом. В решении используется поворот на малый угол, что уменьшает ограничения ортогональной группы и заставляет решение дрейфовать, избегая ортогональные ограничения. Показано, что нарушение ортогонального ограничения не зависит от параметра аппроксимации. Представлен алгоритм планирования движения для трубопроводного робота, построенный на RRT (Rapidly exploring Random Trees), который помогает роботу двигаться по изогнутой трубе с ответвлениями и препятствиями. Поведение алгоритма влияет на время вычислений и ценность решений. Алгоритм лучше работает в небольших трубах с простой структурой и показывает плохую производительность при увеличении числа изгибов [25].

5.7 Сравнение

В таблице 2 приведено сравнение роботов для обследования труб. Эта таблица показывает преимущества и недостатки между различными типами передвижения во внутритрубных инспекционных роботизированных устройствах.

Таблица 2 – Сравнение типов роботизированных устройств

Тип передвижения	Преимущества	Недостатки

Продолжение таблицы 2

Инспекционный снаряд	Не требует остановки потока жидкости. Двигается под действием давления жидкости. Может перемещаться на большие расстояния. Время, необходимое для завершения процесса, меньше, чем у других видов роботизированных устройств.	Сложность перемещения в трубопроводах различного диаметра. Резкие повороты невозможны.
Винтовой	Уменьшает воздействия на внутренние стенки трубопровода. Не требует остановки потока жидкости. Проходит через изогнутые, горизонтальные, вертикальные и трубы разного диаметра.	Неспособность к заднему ходу. Сложность в управлении.
Дюймовый	Высокое усилие захвата по сравнению с другими типами. Проходит через изогнутые, горизонтальные, вертикальные и трубы разного диаметра.	Меньшая сила тяги по сравнению с другими типами.

Продолжение таблицы 2

Прижимной	Более легкая и компактная конструкция. Высокое трение на линии движения между роботом и внутренней поверхностью трубы. Большая площадь контакта. Способен передвигаться по изогнутым, горизонтальным, вертикальным и трубам различного диаметра.	Высокое трение повреждает внутреннюю стенку трубы. Сложность в управлении.
Колесный	Простой механизм. Меньшее трение между роботом и внутренней стенкой трубы. Высокая мобильность. Передвигается по изогнутым, горизонтальным, вертикальным и трубам разного диаметра.	Высокая пробуксовка, плохое управление. Как следствие частые застревания.
Шагающий	Почти не причиняет повреждения стенкам трубы. Проскальзывание минимально. Легко поднимается по вертикальной трубе. Проходит через изогнутые, горизонтальные, вертикальные и трубы разного диаметра.	Сложный механизм. Застревает внутри трубы, когда механизм выходит из строя

Проведя сравнение существующих средств, можно сделать вывод, что наиболее эффективным будет использование устройства в виде инспекционного снаряда с добавлением колесных элементов.

6 Выбор предпочтительного типа устройства для дальнейшей работы

В качестве наиболее эффективного роботизированного устройства был выбран тип внутритрубный инспекционный снаряд (Pipeline Inspection Gauge) с добавлением элементов колесного типа. Данный вид был выбран исходя из его преимуществ, а именно движения внутри запущенного трубопровода в потоке перекачиваемого вещества. Добавление элементов колесного типа добавит роботизированному средству возможность двигаться в остановленном, а также в опорожненном трубопроводе.

На приведенном ниже рисунке представлена модель уже существующего наиболее распространенного устройства выбранного типа.

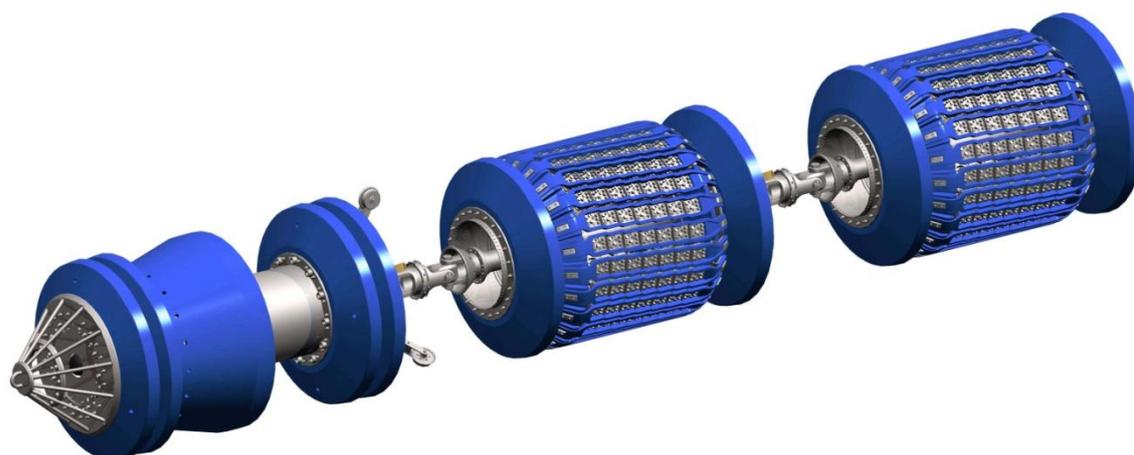


Рисунок 21 – Дефектоскоп ультразвуковой [26]

Комплекс состоит из нескольких основных элементов:

- Передняя часть с защитными элементами и элементами сбора информации;
- Две секции с носителями ультразвуковых датчиков;

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Выбор предпочтительного типа устройства для дальнейшей работы	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					49	10406
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

- Ультразвуковые датчики, расположенные в шахматном порядке для улучшенного сбора информации;
- Элементы для поворотов, маневренности конструкции
- Камера для ВИК в передней части устройства;
- Вспомогательные колесики;
- Прочие элементы.

В разрабатываемом нами роботизированном устройстве помимо уже существующих элементов планируется добавить следующие элементы:

- Комплекс для осуществления самостоятельного движения колес и самостоятельного движения внутри трубопровода;
- Комплекс передачи информации;
- Комплекс дистанционного управления роботизированным средством;
- Прочие элементы.

					<i>Выбор предпочтительного типа устройства для дальнейшей работы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

6.1 Разработка модели ультразвукового носителя роботизированного устройства

Изобретение относится к устройствам контроля состояния технологических трубопроводов, перекачивающих нефть, нефтепродукты неразрушающими методами путем пропускания внутритрубного дефектоскопа внутри обследуемого трубопровода [27].

Разрабатываемое устройство неразрушающего контроля материала нефтепроводов содержит носитель датчиков, выполненный в форме цилиндра, сами датчики расположены по окружности. Устройство, переносящее датчики, выполнено из упругого материала в виде ряда пружин, соединенных между собой. Носитель датчиков содержит корпус, на переднем и заднем концах которого расположены манжеты. Наружный диаметр носителя чуть больше внутреннего диаметра обследуемого трубопровода. Во всех носителях имеется продольная выемка с установленными в ней датчиками. Она образует вместе со стенкой трубопровода канал, который открыт в хвостовой части. Корпус герметичен, шарнирно соединен с носителем и несет на себе средства обработки информации и блок питания. Ультразвуковые датчики обладают повышенной чувствительностью, а также сильно зависят от их положения относительно обследуемого объекта. Диагностируемая поверхность должна плотно прилегать к датчикам для наиболее эффективного обследования [27].

Существуют множество различных аналогов данного вида устройства, однако они все обладают некоторыми недостатками. Для наиболее близкого аналога основным недостатком является проблема прохождения дефектных участков, с дефектами, классифицирующимися как дефекты геометрии трубы. Примерами таких дефектов являются гофр, вмятина, сужение. При прохождении подобных элементов держатели датчиков ведут себя, как жесткие элементы, тем самым, не обеспечивая плотное прилегание датчиков к стенке трубопровода в дефектных местах. Тем самым эффективность обследования в

					Выбор предпочтительного типа устройства для дальнейшей работы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

данных местах снижается, так как датчики отклоняются в различных направлениях. Такие места остаются плохо проконтролированными, и вероятность появления дополнительных дефектов, либо возникновение аварийной ситуации повышается [28].

Так же основной проблемой технологических нефтепроводов является их малый диаметр, а также сложная геометрия, что приводит к сложностям использования обычных диагностирующих устройств [27].

Технической проблемой, на решение которой направлено заявленное изобретение, является создание носителя датчиков, обеспечивающего возможность идентификации дефектов сплошности материала, находящихся на вмятинах, а также большая мобильность, позволяющая использовать данное устройство на технологических нефтепроводах и нефтепродуктопроводах [28].

Технический результат, достигаемый при реализации изобретения, заключается в повышении мобильности устройства, увеличивающим его проходимость через сложные участки технологических трубопроводов, а так же повышения качества диагностики трубопровода в местах с особенностями геометрии трубопровода за счет обеспечения соблюдения необходимого отступа и углового положения ультразвуковых датчиков относительно поверхности дефектов трубы [28].

Решение проблемы достигается за счет того, что носители ультразвуковых датчиков соединены посредством карданных шарниров. Каждая секция состоит из корпуса с центрирующими манжетами и измерительной системой. Измерительная система включает ультразвуковые датчики, размещенные на подпружиненных держателях, расположенных по окружности и в свободном состоянии раскрытых на диаметр немного больший, чем внешний диаметр центрирующих манжет. Держатели выполнены в виде сложных механизмов в форме похожей на параллелограммы, каждый из которых содержит платформу с установленными на ней ультразвуковыми датчиками и опорами, обеспечивающими заданное расстояние от ультразвуковых датчиков до внутренней поверхности трубопровода.

					Выбор предпочтительного типа устройства для дальнейшей работы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Параллелограммные механизмы расположены в шахматном порядке (рисунок 22), для улучшения качества обследования и диагностики [29].

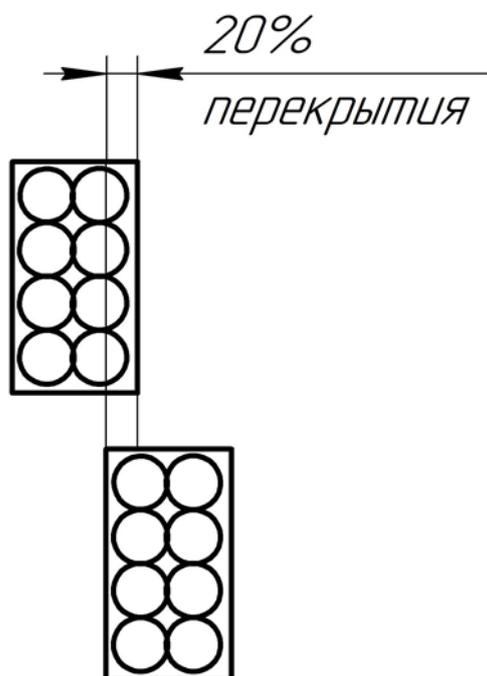


Рисунок 22 – Схема расположения параллелограммных механизмов

Расположение датчиков на платформах с роликовыми опорами, способными соприкоснуться и самостоятельно становиться на обследуемую поверхность для обеспечения необходимого отступа и углового положения ультразвуковых датчиков относительно внутренней поверхности трубопровода. Держатель оснащен датчиками угловых перемещений. Данные со всех вышеуказанных датчиков позволяют определить, находится ли обследуемая поверхность в секции с геометрическим дефектом, что помогает повысить качество диагностики в местах с особенностями геометрии трубопровода. Подвижность держателей и датчиков обеспечивает улучшенную проходимость в условиях сложной геометрии трубопроводов [30].

7 Расчетная часть

7.1 Расчет минимальной толщины стенки трубопровода при отбраковке на станции ЛПДС «Нурлино»

На рассматриваемом объекте находится большое количество технологических нефтепроводов, поскольку именно на данной линейной производственно-диспетчерской станции происходит процесс компаундирования нефти. Данный процесс необходим для поддержания уровня качества нефти по содержанию серы.

На станции происходит смешивание высокосернистой нефти, поступающей по технологическому участку Языково – Нурлино магистрального нефтепровода Туймазы – Уфа-3 (ТУ-3) и сернистой нефти, транспортируемой по нескольким магистральным нефтепроводам: Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск (УБКУА), Нижневартовск – Курган – Куйбышев (НКК), Туймазы – Омск – Новосибирск-1 (ТОН-1).

Для данного процесса используются технологические нефтепроводы с наружным диаметром 325 мм, изготовленные из стали марки Ст20, с рабочим давлением $P = 7,5$ МПа и толщиной стенки 10 мм.

Для определения мероприятий по ремонту нефтепровода или замене дефектного участка произведем расчет минимально-допустимого утонения толщины стенки согласно ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные» [10] по формуле:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot D_H \cdot \alpha}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75; \quad (1)$$

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot D_H \cdot \alpha}{2 \cdot (0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n \cdot P)} \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \leq 0,75; \quad (2)$$

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубой диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					65	10406
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

где $\delta_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации;

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

P – рабочее давление в нефтепроводе, Па;

D_n – наружный диаметр нефтепровода, м;

α – коэффициент несущей способности, для трубопроводов гладких и сварных $\alpha = 1,3$ при $R/D_n = 1$;

R_1^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па (табл. 3);

R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па (табл. 3);

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

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей - 0,75;

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

k_1 – коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0,8$;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов, Па, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1. \quad (3)$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		66

R_1^H и R_2^H Определим из таблицы государственного стандарта 33. ГОСТ 8731-74 [33]:

Таблица 3 – Механические характеристики трубопроводных сталей

ГОСТ на трубы	Марка стали	R_1^H , МПа	R_2^H , МПа
ГОСТ 8731-74	20	412	245
	17ГС	510	265
	10Г2	471	265
	15Х5М	392	216

Из таблицы 3 принимаем значение $R_1^H = 412$ МПа и $R_2^H = 245$ МПа.

Вычислим $\delta_{отб}$ для выбора правильной формулы (1) или (2):

$$\frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} = \frac{245 \cdot 1}{412 \cdot 0,75} = 0,79 \geq 0,75;$$

Исходя из полученного значения, получается, что используем формулу (1).

Рассчитаем расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов R_1 :

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 412000000 \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 0,75 = 197,76 \text{ МПа.}$$

Вычисляем толщину стенки трубы:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot D_H \cdot \alpha}{2 \cdot (0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n \cdot P)} = \frac{1,2 \cdot 7500000 \cdot 1,3 \cdot 0,325}{2 \cdot (197760000 + 1,2 \cdot 7500000)} = 7,07 \text{ мм.}$$

Таким образом, минимальной толщины стенки нефтепровода, при которой он должен быть изъят из эксплуатации, равно $\delta = 7,07$ мм.

Вариант 1 – моделирование в программе Autodesk Inventor Professional;

Вариант 2 – моделирование в программе КОМПАС-3D v19;

Вариант 3 – моделирование в программе SOLIDWORKS 2020.

В таблице 4 представлено сравнение разработок-конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности.

Таблица 4 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Точность	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
2.Повышение производительности труда пользователя	0,11	5	4	3	0,55	0,44	0,33
3.Удобство в эксплуатации	0,1	5	5	2	0,5	0,5	0,2
4. Простота эксплуатации	0,08	5	4	2	0,4	0,32	0,16
5. Технологичность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
6. Эффективность работы	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Реализация продукта	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
2. Уровень охвата рынка	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
3. Предполагаемая цена	0,06	4	4	5	0,24	0,24	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	5	3	2	0,4	0,24	0,16
5. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок	0,08	5	4	2	0,4	0,32	0,16
6. Срок выхода на рынок	0,03	5	5	3	0,15	0,15	0,09
7. Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Итого	1	61	58	44	4,69	4,41	3,35

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B \cdot B_i$$

где K – конкурентоспособность проекта; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл показателя.

Примеры расчётов конкурентоспособности для научной разработки и конкурентов:

$$K_{\phi} = 0,1 \cdot 4 + 0,11 \cdot 5 + 0,1 \cdot 2 + 0,08 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,06 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,06 \cdot 4 + 0,08 \cdot 5 + 0,08 \cdot 5 + 0,03 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 = 4,69$$

$$K_{K1} = 0,1 \cdot 5 + 0,11 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,08 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,06 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,06 \cdot 4 + 0,08 \cdot 3 + 0,08 \cdot 4 + 0,03 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 = 4,41$$

$$K_{K2} = 0,1 \cdot 3 + 0,11 \cdot 3 + 0,1 \cdot 2 + 0,08 \cdot 2 + 0,1 \cdot 5 + 0,06 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 3 + 0,06 \cdot 5 + 0,08 \cdot 2 + 0,08 \cdot 2 + 0,03 \cdot 3 + 0,05 \cdot 4 = 3,35$$

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что предлагаемое в данной ВКР решение является наиболее актуальным и перспективным, а так же имеет конкурентоспособность.

8.2.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 5

Таблица 5 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
C1. Экологичность технологии.	Сл1. Сложное техническое исполнение.
C2. Энергоэффективность технологии.	Сл2. Невысокие объемы производства.
C3. Инновационные технологии.	Сл3. Долгосрочность поставки материалов, используемых для проведения исследования.
C4. Долговечность технологии.	Сл4. Большая цена комплектующих изделия.
Возможности	Угрозы
V1. Расширение рынка за счет внедрения технологий в водопроводный сектор.	У1. Развитая конкуренция технологий производства.
V2. Появление дополнительного спроса на новый продукт.	У2. Недостаточное финансирование проекта.

Продолжение таблицы 5

В3. Внедрение технологии на крупные производственные компании.	
В4. Выход на международный рынок.	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 6–9.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	+	+
	В2	+	+	+	+
	В3	+	+	+	-
	В4	-	+	+	-

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	-	+	-	-
	В2	-	-	-	-
	В3	-	-	-	-
	В4	-	-	-	-

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	-	-	-

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	-
	У2	-	-	+	+

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 10

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Экологичность технологии. С2. Энергоэффективность технологии. С3. Инновационные технологии. С4. Долговечность технологии.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Сложное техническое исполнение. Сл2. Невысокие объемы производства. Сл3. Долгосрочность поставки материалов, используемых для проведения исследования. Сл4. Большая цена комплектующих изделия.</p>
<p>Возможности В1. Расширение рынка за счет внедрения технологий в водопроводный сектор. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В3. Внедрение технологии на крупные производственные компании. В4. Выход на международный рынок.</p>	<p>Направления развития В3С2С3. Наличие необходимых материалов и оборудования, а также персонала в процессе исследований может способствовать повышению производительности в будущем. В1В2С1С4. Дополнительный спрос появится вследствие тенденции к автоматизированию систем.</p>	<p>Сдерживающие факторы С3Сл2. Высокая цена комплектующих изделия.</p>
<p>Угрозы У1. Развитая конкуренция технологий производства. У2. Недостаточное финансирование проекта.</p>	<p>Угрозы развития У1У2С3С4. Несвоевременное финансирование научного проекта при дальнейшем развитии.</p>	<p>Уязвимости: У2Сл2. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.</p>

Результаты проведенного SWOT-анализа учтены в процессе дальнейшей разработки структуры работ, которые необходимо выполнить в научно-исследовательском проекте.

					<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение</p>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

8.3 Планирование научно-исследовательских работ

8.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке предполагаемого определения структуры работ по проведению научного исследования, определения участников каждого вида работ, установление продолжительности работ, построение графика проведения исследований.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения ВКР	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер, научный руководитель
	6	Построение модели	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Обработка полученных данных	Инженер
	8	Оценка правильности полученных результатов	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	9	Составление пояснительной записки	Инженер

8.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является одним из важных этапов составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (4)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i}, \quad (5)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (6):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22 \quad (7)$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожсi}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	1	-	4	-	2,2	-	2,2	3
2. Календарное планирование выполнения ВКР	1	1	4	4	2,2	2,2	2,2	4
3. Обзор научной литературы	-	5	-	15	-	9	9	11
4. Выбор методов исследования	1	5	2	10	1	7	4	5
5. Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	10	-	25	-	16	16	20
6. Построение модели	-	10	-	25	-	19	19	24

Продолжение таблицы 12

7. Обработка полученных данных	3	4	6	6	4,2	4,8	4,5	6
8. Оценка правильности полученных результатов	-	1	-	3	-	1,8	1,8	3
9. Составление пояснительной записки	-	5	-	10	-	7	7	9
Суммарные затраты по времени:	6	42	16	98	9,6	66,8	65,7	85

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 13).

Таблица 13 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность работ														
				февр			март			апр			май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп1	3	1														
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп1 Исп2	2 2	1														
3	Обзор научной литературы	Исп2	14		1	2												
4	Выбор методов исследования	Исп1 Исп2	6			1	2											
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Исп2	24				1	2	3									
6	Построение модели	Исп2	24					1	2	3								
7	Обработка полученных данных	Исп1 Исп2	7									1	2					
8	Оценка правильности полученных результатов	Исп2	3										1	2				
9	Составление пояснительной записки	Исп2	11													1	2	3

Примечание:

 – Исп. 1 (научный руководитель),  – Исп. 2 (инженер)

8.4 Бюджет научно-технического исследования

В данном разделе составлен полный бюджет научных исследований. Расходы научных исследований состоят из материальных затрат, расходов на

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

специальные оборудования, основной и дополнительной заработной платы, социальные отчисления и накладные расходы.

8.4.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты содержат в себе стоимость приобретённых материалов (таблица 14).

Таблица 14 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	4	1 200
Картридж для лазерного принтера	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

Цены приняты на основании прайс-листа поставщика материалов: <https://papirus-tomsk.ru>, <https://mvideo.ru>.

8.4.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет амортизации проводится на находящееся в использовании оборудование. При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ - Asus. Срок полезного использования данного ноутбука по паспорту составляет 3 года (таблица 15).

Таблица 15 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	ПЭВМ	1	3	30	30
2	ПО	1	3	88	88
Итого				118	

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (8)$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_{\Lambda} I}{12} \cdot m, \quad (9)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, а также ПО с учётом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$H_{\Lambda} = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_{\Lambda} I}{12} \cdot m = \frac{0,33 \cdot 118000}{12} \cdot 1 = 3245 \text{ руб.}$$

8.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{он} \cdot T_p, \quad (10)$$

где $Z_{он}$ - среднедневная заработная плата, руб. ; T_p - продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 17).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 11:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) :

$$Z_{он} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{73515 \cdot 10,3}{215} = 3521,9 \text{ руб.} \quad (11)$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

где Z_m – должностной оклад работника за месяц ; F_o – действительный годовой фонд рабочего времени исполнителей, раб.дн. ; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. Дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя ;

– при отпуске в 56 раб. Дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера) :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{37440 \cdot 10,3}{163} = 2365,8 \text{ руб.} \quad (12)$$

Должностной оклад работника за месяц :

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{\text{мс}} \cdot (1+k_{\text{пр}}+k_{\text{д}})k_p = 37700 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 1,3 = 73515 \text{ руб.,} \quad (13)$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{\text{мс}} \cdot (1+k_{\text{пр}}+k_{\text{д}})k_p = 19200 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 1,3 = 37440 \text{ руб.,} \quad (14)$$

где $Z_{\text{мс}}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3; $k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

В таблицах представлен баланс рабочего времени исполнителей и расчет основной заработной платы исполнителей (таблица 16, таблица 17).

Таблица 16 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52/14	104/14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	56/28	56/28
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	215	163

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	k_{∂}	k_p	$Z_{м}, руб$	$Z_{\partialн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	37700	0,3	0,2	1,3	73515	3521,9	9,6	33810,24
Инженер	19200	0,3	0,2	1,3	37440	2365,8	66,8	164715,44
Итого:								198525,68

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 33810,24 = 5071,536 \text{ руб.} \quad (15)$$

– для инженера:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 164715,44 = 24707,316 \text{ руб.} \quad (16)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

8.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (33810,24 + 5071,536) = 11664,5 \text{ руб.} \quad (17)$$

– для инженера:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (164715,44 + 24707,316) = 56826,8 \text{ руб.} \quad (18)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2020 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

8.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д.

Сумма пяти статей затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов (таблица 18).

Таблица 18– Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
3245	8 290	198525,68	29778,852	68491,3	308330,832

Величина накладных расходов определяется по формуле (19):

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}} = (3245 + 8290 + 198525,68 + 29778,852 + 68491,3) \cdot 0,2 = 61\ 666,16 \text{ руб.} \quad (19)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов НПС» по форме, приведенной в таблице 19. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 19 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3	
1	Материальные затраты НИР	8290	8290	8290	Пункт 4.2.3.1
2	Затраты на специальное оборудование	3245	5472,5	8800	Пункт 4.2.3.2
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	198525,68	198525,68	198525,68	Пункт 4.2.3.3

Продолжение таблицы 19

4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	29778,852	29778,852	29778,852	Пункт 4.2.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	68491,3	68491,3	68491,3	Пункт 4.2.3.4
6	Накладные расходы	61 666,16	61 666,16	61 666,16	Пункт 4.2.3.5
Бюджет затрат НИР		369996,992	372224,492	375551,992	Сумма ст. 1- 6

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. Моделирование в программе КОМПАС-3D v19. Российская система проектирования, построенная на собственном геометрическом ядре С3D. Новая версия умеет напрямую читать форматы практически всех популярных САD-систем без необходимости их предварительной конвертации, а также появились инструменты прямого редактирования геометрии, было доработано поверхностное и листовое моделирование, расширены базовые возможности 3D- и 2D-проектирования, проделана большая работа над скоростью и производительностью системы.

2. Моделирование в программе SOLIDWORKS 2020. Расширенная версия SOLIDWORKS Standard. Данная версия обладает более высокой производительностью и точностью, чтобы работа в приложении была наиболее продуктивной и эффективной. SOLIDWORKS Professional располагает

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

множеством библиотек стандартных крепежей и деталей, функциями для автоматической оценки производственных затрат. Приложение имеет встроенную утилиту PhotoView 360 для рендера моделей. SOLIDWORKS Professional включает инструмент, который надежно хранит все сведения о проекте и отслеживает все изменения. Все это призвано упростить процесс разработки и повышения продуктивности проектирования.

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (20)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{ri} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 369996,992$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 372224,492$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 375551,992$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{369996,992}{375551,992} = 0,9852$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2.}} = \frac{372224,492}{375551,992} = 0,991$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3.}} = \frac{375551,992}{375551,992} = 1$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 20).

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании	0,25	5	5	4

Продолжение таблицы 20

2. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	4
3. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	3
4. Энергосбережение	0,20	3	3	2
5. Надежность	0,25	4	4	4
6. Материалоёмкость	0,15	4	2	2
ИТОГО	1	4,55	3,9	3,55

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 = 4,55$$

$$I_{p2} = 5 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,15 = 3,9$$

$$I_{p3} = 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,25 + 2 \cdot 0,15 = 3,55$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр.i}} \quad (21)$$

$$I_{вар1} = \frac{4,55}{0,9852} = 4,62, \quad I_{вар2} = \frac{3,9}{0,991} = 3,94, \quad I_{вар3} = \frac{3,55}{1} = 3,55$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 21).

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,987	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,9	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	4,62	3,94	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,31	1,11	1

Сравнительная эффективность разработки:

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{4,62}{3,55} = 1,3$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{3,94}{3,55} = 1,11$$

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект).

Разрабатываемый проект является более эффективным по сравнению с конкурентами.

Выводы по разделу

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

1. Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что метод, который используется в настоящей выпускной квалификационной работе, является наиболее предпочтительным, выгодным и эффективным методом изготовления изделий, по сравнению с остальными;

2. Разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Общее количество календарных дней для выполнения исследования – 118, общее количество дней, в течение которых работал инженер – 118, и руководитель – 11;

3. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 369996,992 руб.;

4. По факту оценки эффективности исследовательской работы, можно сделать выводы:

- Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,9852, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;

- Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,55, по сравнению с 3,9 и 3,55;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

- Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,62, по сравнению с 3,95 и 3,55, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

9 Социальная ответственность

Введение

Технологические трубопроводы являются важнейшим звеном в системе подготовки и переработки углеводородного сырья, находящихся непосредственно внутри НПС и прочих объектах нефтегазовой промышленности. Для осуществления комплексной оценки текущего технического состояния трубопроводов наряду с существующими методами неразрушающего контроля (НК) внедряются автоматизированные робототехнические системы, применение которых позволит предотвратить возникновение аварийных ситуаций при эксплуатации системы технологических трубопроводов.

В данном разделе ВКР объектом исследования являются вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в результате проведения контроля технологических трубопроводов. Все методы НК трубопроводов подразумевают взаимодействие специалистов и приборов с опасными производственными объектами, в связи с чем возникает необходимость в строгом нормировании условий труда, проведении мероприятий по уменьшению воздействий вредных и опасных факторов на специалистов НК и окружающую среду.

Рабочей зоной является производственное помещение, на территории НПС в Томской области, размером более 1000м², с установленными 52 единицами оборудования. Технологический процесс включает в себя работу с насосными агрегатами и транспортными приспособлениями.

В данном разделе ВКР выполнен прогноз негативных последствий производственной деятельности и охарактеризованы мероприятия для снижения негативного воздействия на компоненты окружающей среды, также

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубно́й диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					87	10406
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б8А		

проанализированы основные мероприятия, рабочая зона, ее компоновка, правила и требования соблюдения производственной и экологической безопасности при проведении диагностики трубопроводов.

9.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно СДАНК-02-2020 «Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля» [34], к проведению НК опасных производственных объектов допускаются лица, достигшие 18 - летнего возраста, которые прошли медицинский осмотр и не имеют противопоказаний, и аттестованные по одному из трех уровней квалификации в Независимых органах по аттестации персонала системы НК. В соответствии с федеральным законом РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда», специалисты НК сталкиваются с вредными условиями труда [35].

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

1. Уменьшение количества рабочих часов до 36 часов в неделю и меньше (в зависимости от режима работы – вахтовый, постоянный);
2. Оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней);
3. Надбавка за вредность в размере не меньше 4% от оклада;
4. Бесплатное лечение и оздоровление,
5. Выдача спецодежды и средств индивидуальной защиты.

Рабочее место (участок) для проведения НК должно быть организовано непосредственно на участке предприятия, на котором в соответствии с установленным технологическим процессом проводятся ремонтные работы.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

Расположение рабочего места должно быть согласовано с имеющимися в цехе элементами управления подъемно-транспортными механизмами или транспортирующим конвейером. Рабочее место должно быть обеспечено средствами НК в соответствии с требованиями технологических документов. Для обеспечения электрического питания дефектоскопов, вспомогательных приборов и оборудования к рабочим местам должна быть подведена трехфазная сеть переменного тока напряжением 380/220 В (50 Гц) и сеть переменного тока напряжением 36 или 12 В, а также заземляющая шина.

На рабочем месте должны быть предусмотрены:

1. Подъемно-транспортные механизмы, обеспечивающие перемещение и установку на позицию контроля крупногабаритных деталей;
2. Стенды для размещения деталей, дефектоскопов и вспомогательных приборов;
3. Стенды-кантователи для закрепления и поворота крупногабаритных деталей (боковых рам, надрессорных и соединительных балок, рам тележек грузовых вагонов и др.);
4. Площадки, стеллажи и контейнеры для размещения подготовленных к проведению контроля и проконтролированных деталей (годных, подлежащих ремонту или забракованных), снабженные соответствующими надписями;
5. Металлические шкафы для хранения переносных дефектоскопов, вспомогательных приборов, инструмента и оборудования;
6. Емкости для дефектоскопических материалов;
7. Металлические ящики для хранения обтирочного материала;
8. Столы для ведения записей в журналах учета результатов контроля.

На рабочем месте должны находиться:

1. Операционные или технологические карты НК;
2. Журналы учета результатов контроля;
3. Средства для очистки деталей (щетка металлическая, щетка волосяная, обтирочный материал);

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						89
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4. Шкурка шлифовальная водостойкая;
5. Измерительные инструменты;
6. Лупа по ГОСТ 25706 с кратностью увеличения не менее четырех;
7. Переносный светильник;
8. Средства маркировки (мелки или краска);
9. Молоток слесарный массой 200 г.

Температура окружающего воздуха на рабочем месте НК должна обеспечиваться в пределах от плюс 5 до плюс 40 °С.

На рабочем месте НК следует применять комбинированное освещение(общее и местное). Освещенность рабочего места должна быть не менее 500 лк.

При магнитопорошковом контроле освещенность контролируемой поверхности при осмотре деталей должна быть не менее 1000 лк.

Применяемые для местного освещения переносные светильники должны иметь непрозрачный отражатель, обеспечивающий рассеяние света, и экран, защищающий глаза дефектоскописта от слепящего воздействия света.

Экраны, цифровые индикаторы, дисплеи средств НК должны быть защищены от прямого попадания света.

9.2 Производственная безопасность

В таблице 22 представлен перечень опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при проведении диагностики промышленных трубопроводов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [36].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 22 – Опасные и вредные факторы при проведении диагностики технологических трубопроводов.

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015 [36])	Нормативные документы
Работа с токсичными и вредными веществами	Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания"
Повышенный уровень шума	ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.
Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
Пожаро - взрывобезопасность	ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования.

9.2.1 Анализ вредных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению

Работа с токсичными и вредными веществами

При диагностировании промышленных трубопроводов в котловане при их эксплуатации возникает опасность выхода вредных веществ в воздух рабочей зоны из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению исполнителей ремонтных работ.

Согласно 4. Постановлению Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2. [37], предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, которые могут появиться при проведении диагностики трубопроводов, представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Углеводороды алифатические предельные C1 – C10	300	IV
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300	IV
Керосин (в пересчете на углерод)	300	IV
Сероводород в смеси с углеводородами C1–C2	3	II
Нефть сырая	10	III
Углекислый газ	9000	IV

Мероприятия по снижению негативного воздействия вредных веществ на персонал:

1. Исключение источников появления вредных веществ (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры).

2. Применение газоанализаторов для контроля загазованности.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

3. Применение принудительной вентиляции для снижения их концентрации в воздухе рабочей зоны.

4. Использование средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).

Повышенный уровень шума

Технологические трубопроводы, в частности газоперекачивающие шлейфы-коллекторы, являются источниками производственного шума, который оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений [38].

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [39], нормированный уровень шума – 80 дБ А. Для снижения негативного влияния уровня шума в рабочей зоне производят следующие мероприятия в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80[40]:

1. Замена или модернизация оборудования для исключения шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов от них;
2. Установка эффективных глушителей;
3. Применение эффективной звукоизоляции, кожухов;
4. Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

Отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне

Операторы робототехнических систем производят управление устройствами в мобильных автолабораториях. Для обеспечения высокой работоспособности и сосредоточенности специалистов в автолабораториях должны соблюдаться необходимые показатели микроклимата, такие как

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

относительная влажность, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха и т.д. Согласно 8. СанПиН 1.2.3685-21 [41], на рабочем месте должна поддерживаться температура от +21 до +23 °С в холодное время года и от +22 до +24 – в теплое. Относительная влажность должна находиться в пределах 40 - 60%. Чтобы обеспечить оптимальное сочетание параметров микроклимата, используют системы вентиляции и отопления.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Уровень освещения влияет не только на функционирование зрительного аппарата специалиста, но и на его физическое и психоэмоциональное состояние. При чрезмерном или же недостаточном освещении значительно снижается работоспособность производителя диагностических работ в связи с ухудшениями условий труда. Так, согласно Европейскому стандарту EN 13018:2001, перед проведением визуально-измерительного контроля участка трубопровода должна быть обеспечена освещенность не менее 160 люкс для обзорного визуального контроля и не менее 500 люкс для локального визуального контроля.

Для компенсации недостаточной освещенности в светлое время суток используют комбинацию естественного и искусственного освещения, в темное время суток пользуются искусственным освещением согласно СП 52.13330.2016 [42]. В процессе идентификации обнаруженных дефектов и определения их параметров с применением методов НК используют источники местного освещения. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

9.2.2 Анализ опасных факторов, возможных при проведении диагностики трубопроводов и мероприятия по их устранению

Движущиеся машины и механизмы

В процессе запасовки внутритрубного снаряда-дефектоскопа возможен производственный травматизм рабочей бригады вследствие подвижных частей

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		94

производственного оборудования, перемещений оборудования при монтаже и демонтаже, острых кромок и заусенцев на поверхностях оборудования, использования подъемных кранов для подачи дефектоскопа в камеру пуска и приема средств очистки и диагностики и т.д. Требования, предъявляемые к производственному оборудованию, подробно описаны в ГОСТ 12.2.003-91[43].

Для предотвращения производственного травматизма рабочий персонал должен знать и соблюдать технику безопасности при работе с нефтегазовым оборудованием, а также быть обеспеченным необходимыми средствами индивидуальной защиты: рабочая одежда, перчатки, каски и т. д.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источниками поражения от электрического тока при диагностике технологических трубопроводов являются электрические привода для подачи питания на дефектоскопические приборы и устройства.

Причины поражения электрическим током: прикосновение к токоведущим элементам, ошибочные действия персонала, нарушение изоляции токоведущих элементов, метеорологические условия (удар молнии) и аварийные ситуации. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Требования, предъявляемые к электробезопасности производственных процессов, подробно описаны в ГОСТ 12.1.019-2017 [44].

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий согласно ГОСТ 31610.0-2014 [45]:

1. Применение защитного зануления, защитного заземления, защитного отключения;
2. Обеспечение изоляции, ограждение и недоступность электрических цепей;
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности;
4. Установка молниеотводов;
5. Проведение инструктажей и обучения персонала безопасным методам работы с электроприборами;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		95

6. Использование средств индивидуальной защиты: диэлектрических перчаток и бот, диэлектрических резиновых ковриков, инструментов с изолированными ручками.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При диагностировании дефектных участков технологических трубопроводов, находящихся в эксплуатации, основной опасностью является возможное разрушение трубопровода под действием транспортируемой продукции.

Следствием аварии могут стать пожар, гибель людей, приведение оборудования в негодное состояние, утечка транспортируемого продукта, что также негативно отразится на окружающей среде.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций и инцидентов проводят комплексное диагностирование технического состояния трубопроводов с целью обнаружения дефектов геометрии труб, потери металла и трещин в сварных швах. В случае аварии трубопровод должен быть немедленно остановлен и отключен до обнаружения причины аварии и ее устранения аварийной бригадой.

Пожаро - и взрывобезопасность

Источниками возникновения взрыва или пожара при эксплуатации НП могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Согласно ГОСТ 12.1.004-91 [46], объекты магистрального транспорта нефти должны иметь системы пожарной безопасности, которые в случае опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Предотвращение возникновения источника инициирования взрыва, согласно ГОСТ 12.1.010-76 [47], должно быть обеспечено: регламентацией огневых работ; предотвращением нагрева оборудования до температуры самовоспламенения взрывоопасной среды; применением средств, понижающих давление во фронте ударной волны; применением взрывозащищенного оборудования и др.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		96

9.3 Экологическая безопасность

Воздействия объекта на атмосферу

Перекачиваемое по технологическим трубопроводам углеводородное сырье и иные загрязняющие вещества, содержащиеся в транспортируемой продукции, могут попадать в атмосферу в результате образования сквозных отверстий, свищей в теле трубопровода и выхода транспортируемой продукции в окружающую среду. Также загрязнение атмосферы происходит при плановых основах объектов подготовки нефти и газа и опорожнение технологических трубопроводов.

Для защиты атмосферы от негативного воздействия токсичный и загрязняющих веществ проводятся следующие мероприятия:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность;
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования;
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры;
4. Проведение диагностики трубопроводов на наличие утечек и их устранение.

Воздействия объекта на гидросферу

В процессе идентификации дефектов по результатам диагностического обследования технологических трубопроводов возможен выход перекачиваемой продукции в грунтовые воды, либо водный объект, если авария произошла на подводном переходе.

Для предотвращения аварийных ситуаций и загрязнения гидросферы подводные переходы и трубопровод в целом должен быть продиагностирован методами внутритрубной дефектоскопии, с применения водолазных дефектоскопических работ и при помощи самодвижущихся робототехнических систем.

Воздействия объекта на литосферу

При подготовке трубопроводов к пропуску внутритрубных дефектоскопических снарядов производят очистку внутренней полости

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						97
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

трубопровода с применением очистных скребков. После пропуска очистных скребков в камеру приема очистных средств поступают внутритрубные отложения (например, парафины, механические примеси, продукты коррозии и т.д.), которые являются возможным источником загрязнения литосферы.

Также в результате ремонтных работ образуется большое количество отходов производства. Поэтому для защиты литосферы от загрязнения все отходы подлежат селективному сбору и последующей утилизации в соответствии с руководящей документацией.

Анализ воздействия на селитебную зону

Технологические трубопроводы являются опасными производственными объектами, которые должны располагаться на некотором удалении от жилых зон и объектов жизнедеятельности населения с целью обеспечения безопасной эксплуатации трубопровода и минимизации последствий в случае аварийной ситуации или инцидента.

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 [48], на этапе проектирования технологические трубопроводы должны быть расположены на удалении не менее (при номинальном диаметре не более 300 мм):

1. 150 м от населенных пунктов, предприятий и отдельных жилых зданий;
2. 240 м от железнодорожных и автобусных станций и мостов;
3. 150 м от автомобильных и железных дорог общего пользования.

Также для обеспечения безопасности и целостности трубопровода назначается охранная зона по 25 метров в каждую сторону относительно оси трубопровода. На оси трубопровода устанавливаются специальные информационные и запрещающие таблички на ответственных участках трассы.

9.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении технического диагностирования технологических трубопроводов вероятными источниками возникновения чрезвычайных ситуаций являются:

1. Обнаруженные критические дефекты;

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

2. Прекращение движения очистных устройств и дефектоскопических снарядов в трубопроводе вследствие заклинивания, уменьшении проходного сечения или иных причин;

3. Действий специалиста, несоответствующих инструкции производства работ.

Рассмотренные выше источники техногенного характера способны привести к чрезвычайным ситуациям, таким как аварии, инциденты, пожары, несчастные случаи с летальным исходом и т.д.

Для уменьшения вероятности возникновения чрезвычайной ситуации проводятся следующие мероприятия:

1. При проведении ремонтных или дефектоскопических работ исполнители должны неукоснительно соблюдать правила и требования по работе с оборудованием и приборами, а также использовать газоанализатор для определения концентрации углеводородов в рабочей зоне; при превышении ПДК работники должны покинуть место работы до устранения причин повышения загазованности.

2. При обнаружении критического дефекта по результатам внутритрубной диагностики, способного вызвать аварию, необходимо прекратить эксплуатацию до восстановления работоспособного состояния трубопровода.

3. Качественное проведения подготовительных мероприятий для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубных инспекционных снарядов.

При возникновении чрезвычайной ситуации рабочие должны действовать согласно принятому на объекте плану ликвидации аварийных разливов нефти.

План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН) - это специальный документ, который определяет меры и действия, необходимые для предупреждения, своевременного

выявления и ликвидации любых последствий возможных чрезвычайных ситуациях на объектах, связанных с аварийным разливом нефти.

Выводы по разделу

В результате работы были рассмотрены правовые и организационные обеспечения безопасности. По результатам проведенного исследования были выявлены вредные и опасные факторы и их источники, а также способы индивидуальной и коллективной защиты от выявленных факторов. Так же в работе были рассмотрены воздействия на окружающую среду, выявлены возможные чрезвычайные ситуации, а также мероприятия по уменьшению вероятности их возникновения.

Согласно правилам устройства электроустановок, помещение относится к помещениям с повышенной опасностью, по электробезопасности работники относятся к группе III, по условиям труда работники относятся к допустимому классу труда, сооружения относятся к категории Б по взрывопожароопасности. Объекты относятся к I категории, оказывающих негативное влияние на окружающую среду.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						9800
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Заключение

В ходе выпускной квалификационной работы были выполнены поставленные задачи, а цель была достигнута, а именно:

– Проведен анализ наиболее распространенных дефектов. В результате анализа установлено, что наиболее распространенные дефекты в технологических трубопроводах: дефекты стенки трубы, дефекты сварного шва и околошовной зоны, дефекты геометрии трубы. В работе описаны наиболее часто используемые методы диагностики, их комбинации в современных системах;

– Выбраны методы для создания модели роботизированного устройства для комплексного диагностирования технологических нефтепроводов НПС:

1. В качестве основных методов неразрушающего контроля была выбрана комбинация ультразвукового и вихретокового методов, поскольку данная комбинация позволяет обнаружить наибольшее количество дефектов и более качественно диагностировать участки трубопроводов.

2. В качестве движения механизма была выбрана комбинация колесного типа передвижения и внутритрубного снаряда. Благодаря такой комбинации устройство сможет двигаться как в потоке перекачиваемой жидкости, так и в отсутствии среды;

– Была разработана модель ультразвукового и электромагнитного носителей датчиков роботизированного устройства, а также представлено их описание.

– Был проведен расчет остаточной толщины стенки для технологических нефтепроводов линейной производственно-диспетчерской станции «Нурлино», при которой необходимо изъятие участка из эксплуатации, $\delta = 7,07$ мм.

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Молчанов Н.Д.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Антропова Н.А.					101	104.06
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				Отделение нефтегазового дела Гвупна 2Б8А		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Трубопроводный транспорт нефти. Том 2/ Под общей ред. С.М. Вайнштока – М.: Недра, 2006. – 622 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти. Том 2/ Под общей ред. Ю.В. Лисина – М.: Недра, 2017. – 520 с.
3. Трубопроводный транспорт нефти. и нефтепродуктов/ Под общей ред. М.В. Лурье – М.: Недра, 2016. – 180 с.
4. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
5. ОР 15.00-45.21.30-КТН-003-1-01 Регламент организации производства ремонтных и строительных работ на объектах магистральных нефтепроводов.
6. ГОСТ 18353-79 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов.
7. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, МВ. Лурье, Ю.П. Макаров. - М.: нефть и газ, 1999. - 300 с.
8. ГОСТ Р 53675-2009 Насосы нефтяные для магистральных трубопроводов. Общие требования. (Действующий)
9. ГОСТ Р 57512-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти. (Действующий)
10. ГОСТ 32569-2013 Трубопроводы технологические стальные. (Действующий)
11. РД 153-39.4-113-01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. (Действующий)

					«Разработка роботизированного устройства для внутритрубной диагностики технологических трубопроводов насосно-перекачивающей станции»		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
Разраб.		Молчанов Н.Д.			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Провер.		Антропова Н.А.			102	104	06
Рук-ль ООП		Брусник О.В.			Отделение нефтегазового дела Гвупна 2Б8А		
					Список использованных ИСТОЧНИКОВ		

12. Схемы перекачки нефти по магистральным трубопроводам [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://studopedia.ru/18_54597_shemi-perekachki-nefti-po-magistralnim-truboprovodam.html

13. Технологические схемы НПС [Электронный ресурс] — Режим доступа: http://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/khranenie-i-transportirovka-

14. Основные виды дефектов при сварке [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://www.masterweld.ru/defekty_svarnyh_shvov_i_soedineniy

15. Научно-производственное предприятие "Антел-МК" [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://antelmk.ru/lnk/>

16. РД-23.040.00-КТН-201-17 Технология ремонта трубопроводов с применением ремонтных конструкций (Действующий)

17. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*

18. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Справочное пособие: в 2 т./под общ. Ред. Ю. В. Лисина. – М.: ООО «Издательский дом недр», 2017. – Т. 1. – 494 с.

19. СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство.

20. Строительство магистральных трубопроводов. Справочник / В.Г. Чирсков, В.Л. Березин, Л.Г. Телегин и др. – М: Недрa, 1991. – 475 с. 5.

21. С.А. Горелов Машины и оборудование для сооружения газонефтепроводов. Уч. пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2000. – 122 с. 6.

22. Lianshuang Dai, Dongpo Wang, Ting Wang, Qingshan Feng, and Xinqi Yang Analysis and Comparison of Long-Distance Pipeline Failures (2017) Oil and Gas Business: electronic scientific journal. 2017. №5.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>1010</i>

23. Antanas Žiliukas, Jolanta Janutėnienė, H. M. Nykyforchyn. Evaluation of corrosion defects in oil pipelines based on the approaches of fracture mechanics (2016) Materials Science, Vol. 46, No. 5, March, 2018.

24. A N Vtorushina¹, Y V Anishchenko, E D Nikonova Risk Assessment of Oil Pipeline Accidents in Special Climatic Conditions (2017) OP Conference Series: Earth and Environmental Science, Volume 66 (2017);

25. Реестр вновь разработанных роботизированных диагностических комплексов для внутритрубного технического диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций, соответствующих техническим требованиям ПАО "Газпром" и допущенных к опытно-промышленной эксплуатации [Электронный ресурс] — Режим доступа: <http://gpee.ru/reestr-vnov-razrabotannyh-robotizirovannyh-diagnosticheskikh-kompleksov.php>

26. DEVELOPMENTS IN INPIPE INSPECTION ROBOT: A REVIEW [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication/341787475>

27. Прочность оборудования газонефтепроводов и хранилищ. / А.Л. Саруев, Л.А. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 120 с.

28. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.

29. К.Д. Курбанмагомедов, М.А. Мутаев. Методология применения адаптивного моделирования технологических трубопроводов по состоянию // Системные технологии. 2017 – № 22. – С. 39 – 48.

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

31. Выборнов, Б.И. Ультразвуковая дефектоскопия – М.: Metallurgia. 1985 г. – 256 с.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		1020

32. «ЭМА преобразователи для ультразвуковых измерений» // А.А. Самокрутов, В.Г. Шевалдыкин, В.Т. Бобров, С.Г. Алехин, В.Н. Козлов №2 (40) июнь 2008.

33. ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования. (Действующий)

34. СДАНК-02-2020. Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля.

35. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».

36. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

37. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 №2. Об утверждении санитарных правил и норм СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

38. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучия населения" от 30.03.1999 N 52-ФЗ.

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

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

41. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

42. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

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

44. ГОСТ 12.1.019-2017. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
						1030
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

45. ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011). Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования.

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

47. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования.

48. ГОСТ Р 55990-2014. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.

49. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».

					<i>Список использованных источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		104.0