

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

Школа: ИШПР

Направление подготовки: 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

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

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазовое дело

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

<b>Тема работы</b>
Определение наиболее эффективного метода технической диагностики участка магистрального нефтепровода

УДК 622.692.4.053-047.44

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Б	Казак Владислав Денисович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОНД, ИШПР)	Никульчиков А. В.	к.ф.-м.н, доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОСГН, ШБИП)	Клемашева Е. И.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Фех А. И.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	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 (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)</i>
Р2	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(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов.	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве.	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ(ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	задач в области нефтегазового дела.	
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

Школа: ИШПР

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

Отделение школы (НОЦ): 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
2Б7Б	Казаку Владиславу Денисовичу

Тема работы:

«Определение наиболее эффективного метода технической диагностики участка магистрального нефтепровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№36-79/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования – участок магистрального нефтепровода. Технические характеристики данного участка: марка стали, наружный диаметр, рабочее давление, тип перекачиваемой жидкости.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Изучит существующие методы диагностики нефтепроводов, сравнить их плюсы и минусы. К объекту исследования подобрать наиболее эффективный метод технической диагностики на основе сравнительного анализа существующих методов неразрушающего контроля, разработать 4-х уровневую систему диагностики.</p> <p>Доказать экономическую эффективность проведения технической диагностики.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Нет</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Клемашева Е. И, доцент (ОСГН, ШБИП)</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Фех А. И, старший преподаватель</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>05.02.2021</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>доцент (ОНД, ИШПР)</p>	<p>Никульчиков Андрей Викторович</p>	<p>к.ф.-м.н, доцент</p>		<p>05.02.2021</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б7Б</p>	<p>Казак Владислав Денисович</p>		<p>05.02.2021</p>

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Б	Казаку Владиславу Денисовичу

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

Тема ВКР:

«Определение наиболее эффективного метода технической диагностики участка магистрального нефтепровода»	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования является магистральный нефтепровод.  Магистральный нефтепровод – объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, предназначен для транспортировки подготовленной нефти (нефтепродукта) от пунктов приема до пунктов сдачи потребителю, передачи на иной вид транспорта и (или) хранения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).</li> <li>– Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</li> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда.</li> <li>– СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».</li> <li>– Федеральный закон "Об охране окружающей среды" 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021).</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов; 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	Проанализировать выявленные вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>– Превышение уровней шума;</li> <li>– Превышение уровней вибрации;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</li> </ul>

	<p>Проанализировать выявленные опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– Пожаровзрывобезопасность;</li> <li>– Утечки токсичных и вредных веществ в рабочую зону.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	05.02.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	–		05.02.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Б	Казак Владислав Денисович		05.02.2021

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Б	Казаку Владиславу Денисовичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Районный коэффициент –1,5.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Общая система налогообложения.

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

1. Оценка целесообразности проведения диагностирования промысловых трубопроводов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Обосновать перспективность проведения диагностирования технического состояния промысловых трубопроводов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.
2. Выполнения расчета затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом.	Произвести расчет затрат на проведение диагностики трубопровода бесконтактным магнитометрическим методом с использованием актуальных цен и тарифов.
3. Определение экономической и экологической эффективности проведения диагностирования промысловых трубопроводов.	Рассчитать сокращение затрат при проведении диагностики технического состояния с последующим ремонтом дефектного участка и без проведения контроля с дальнейшими мероприятиями по ликвидации последствий аварийного разлива нефти и ремонтом дефектного участка аналогичным образом.

**Перечень графического материала:**

--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	05.02.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент (ОСГН, ШБИП)	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		05.02.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7Б	Казак Владислав Денисович		05.02.2021



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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность): 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

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

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля)/вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2021	Введение	10
30.03.2021	Обзор литературы	10
15.04.2021	Анализ методов технической диагностики нефтепроводов	15
10.05.2021	Исследование: определение наиболее эффективного метода технической диагностики	25
25.05.2021	Финансовый менеджмент	10
25.05.2021	Социальная ответственность	10
15.06.2021	Заключение	10
15.06.2021	Презентация	10
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент (ОНД, ИШПР)	Никутьчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н, доцент		05.02.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		05.02.2021

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 116 страниц, 20 рисунков, 28 таблиц.

**Ключевые слова:** техническое состояние, методы неразрушающего контроля, магистральный нефтепровод, диагностика, внутритрубный инспекционный снаряд.

**Объект исследования:** участок магистрального нефтепровода «Х».

**Цель работы:** определить наиболее эффективный метод технической диагностики для выбранного для исследования участка нефтепровода.

**Методы и методики проведения диагностических работ:** в соответствии с ГОСТ 34181-2017.

**В процессе исследования проводились:** анализ нормативной документации, аналитический обзор достоинств и недостатков существующих методов наружной и внутритрубной дефектоскопии, сравнение технических параметров существующих методов неразрушающего контроля, на основе сравнительного анализа разработка четырёхуровневой схемы (метода) выбранного для исследования участка нефтепровода, экономическое обоснование эффективности проведения технического диагностирования нефтепровода.

**В результате исследования:** предложен наиболее эффективный четырёхуровневый метод диагностики нефтепровода на основании сравнительного анализа преимуществ и недостатков методов неразрушающего контроля, к каждому уровню подобран внутритрубный

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода			
Разраб.		Казак В. Д.			<b>Реферат</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков А.В.					10	116
Консульт.						<b>ТПУ группа 2Б7Б</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

инспекционный снаряд.

**Область применения:** диагностирование магистральных нефтепроводов.

**Экономическая эффективность/значимость работы:** выполнены расчеты сокращения затрат при проведении диагностирования трубопроводов по сравнению с мероприятиями по ликвидации последствий аварии.

					<i>Реферат</i>	<i>Лист</i>
						11
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Термины и определения:

**Техническое диагностирование** – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются: контроль технического состояния; поиск места и определение причин отказа, неисправности; прогнозирование технического состояния.

**Объект диагностики** – изделие и его составные части, подлежащие диагностированию, контролю.

**Внутритрубное диагностирование** – вид технического диагностирования, состоящий из комплекса работ, обеспечивающих получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении, с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля, для выявления на основе этой информации наличия и характера дефектов.

**Внутритрубный инспекционный прибор (ВИС)** – устройство, перемещаемое внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, снабженное средствами контроля и регистрации данных о дефектах и особенностях стенок трубопровода, сварных швов и их местоположении.

### Сокращения:

ОК – объект контроля;

ВИС – внутритрубный инспекционный снаряд;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода		
Разраб.		Казак В. Д.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков А.В.				12	116
Консульт.					ТПУ группа 2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					
					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки		

ВТД – внутритрубное диагностирование;

НК – неразрушающий контроль;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

КМК – капиллярный метод контроля;

ММК – магнитный метод контроля;

УЗК – ультразвуковой метод контроля;

МН – магистральный нефтепровод.

**Нормативные ссылки:**

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.

ГОСТ 34181-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование.

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

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

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

ГОСТ Р 55612-2013 Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		13

ГОСТ 25225-82 Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод.

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

ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы.

ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		14

## Оглавление

Введение .....	17
1 Общие сведения о магистральных нефтепроводах .....	19
1.1 Нефтепроводы. Классификация нефтепроводов. ....	19
1.2 Состав магистральных нефтепроводов .....	22
2 Дефекты нефтепроводов .....	27
2.1 Классификация дефектов .....	27
2.2 Описание дефектов.....	28
3 Неразрушающий контроль нефтепроводов .....	33
3.1 Классификация методов неразрушающего контроля .....	33
3.2 Визуально измерительный контроль.....	33
3.3 Капиллярный метод контроля .....	35
3.4 Магнитный метод контроля.....	39
3.5 Ультразвуковой метод контроля .....	42
4 Методы внутритрубной диагностики.....	48
4.1 Подготовка и очистка нефтепровода.....	49
4.2 Внутритрубная дефектоскопия.....	52
5 Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования .....	59
5.1 Характеристика объекта исследования .....	60
5.2 Разработка 4-х уровневого метода диагностики магистрального нефтепровода.....	61

					<i>Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>	<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Казак В. Д.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Никольчиков А.В.</i>					15	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ группа 2Б7Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

5.3	Определение экономической эффективности проведения технического диагностирования.....	78
6	Социальная ответственность .....	80
6.1	Характеристика объекта исследования .....	80
6.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	81
6.2.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	81
6.2.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	83
6.3	Производственная безопасность.....	85
6.3.1	Анализ вредных производственных факторов.....	87
6.3.2	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего) .....	90
6.4	Экологическая безопасность.....	93
6.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	95
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	98
7.1	Расчет затрат при проведении технического диагностирования .....	99
7.2	Расчет затрат на ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены .....	103
7.3	Расчет затрат на локализацию и ликвидацию последствий аварийной ситуации.....	108
	Заключение .....	113
	Список использованной литературы:.....	114



## **Введение**

**Актуальность:** На сегодняшний день проблема обеспечения промышленной и экологической безопасности является актуальной. Для достижения безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов на предприятиях разрабатывается система контроля технического состояния. Одной из основных составляющих системы — техническое диагностирование, как долгосрочное прогнозирование безопасной работы трубопроводов, выявление дефектов и определение остаточного ресурса безопасной работы объекта в целом. Немаловажным также является выбор наиболее эффективных и в тоже время экономичных методов технической диагностики нефтепроводов.

Выбор темы своей ВКР «Определение наиболее эффективного метода технической диагностики участка магистрального нефтепровода» не случаен, ведь в нефтегазовой промышленности техническая диагностика состояния нефтепроводов является очень важной частью, для обеспечения безопасности персонала, функционирования оборудования и забота об окружающей среде. Сейчас существуют множество методов технической диагностики нефтепроводов, но в тоже время каждый год случаются аварии на магистральных нефтепроводах с разливом нефти и загрязнением окружающей среды.

Главным направлением технической политики ПАО «Транснефть» в области обеспечения надежности и безопасности нефтепроводной системы стал системный, комплексный подход к вопросам диагностики и капитального ремонта, который позволяет значительно сократить затраты на поддержание нефтепроводной системы в рабочем состоянии, повысить эффективность ремонта и существенно снизить аварийность.

					<b>Введение</b>	<b>Лист</b>
						17
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		

Также стоит отметить, что в рамках программы инновационного развития ПАО «Транснефть» на период 2017-2021 годы запланирована реализация следующих ключевых проектов:

- разработка комплекса высокоточных внутритрубных диагностических приборов для обеспечения надёжности объектов магистральных трубопроводов;
- разработка и внедрение системы мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов.

**Цель работы:** определить наиболее эффективный метод технической диагностики, выбранного для исследования, участка нефтепровода.

Для достижения поставленной цели, сформулируем задачи, в результате выполнения которых, мы достигнем поставленной цели исследования.

**Задачи:**

1. Изучить существующие методы диагностики, диагностические снаряды, нормативную документацию.
2. Провести сравнительный анализ существующих методов, основываясь на технических параметрах дефектоскопов, их преимуществ и недостатков и разработать многоуровневую схему (метод) диагностики нефтепровода.
3. Для определения экономической эффективности проведения диагностирования технического состояния нефтепроводов выполним сравнение затрат на осуществление двух моделированных ситуаций: 1-я ситуация – (диагностика + замена участка), 2-я ситуация – (разлив + замена участка).

					<b>Введение</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		18

# 1 Общие сведения о магистральных нефтепроводах

## 1.1 Нефтепроводы. Классификация нефтепроводов.

*Нефтепроводом* принято называть трубопровод, предназначенный для перекачки нефти и нефтепродуктов, хотя когда хотят подчеркнуть, что перекачиваются именно нефтепродукты, то употребляют термин нефтепродуктопровод. В зависимости от вида перекачиваемого нефтепродукта трубопровод называют также бензинопроводом, керосинопроводом, мазутопроводом и т.д.

По своему назначению нефтепроводы и нефтепродуктопроводы можно разделить на следующие группы:

*внутренние* – соединяют различные объекты и установки на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и нефтебазах;

*местные* – по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков километров) и соединяют нефтепромыслы или нефтеперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального нефтепровода или с пунктами налива на железной дороге или в наливные суда;

*магистральные (МН)* – характеризуется высокой пропускной способностью и большой протяженностью (сотни и тысячи километров), с диаметром трубопровода от 219 до 1220 мм. Ориентировочные значения производительности и рабочее давление нефтепроводов, соответствующие их оптимальным параметрам представлены в таблице 1, из которой видно, что с

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода			
Разраб.		Казак В. Д.			Общие сведения о магистральных нефтепроводах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков А.В.					19	
Консульт.						ТПУ группа 2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

ростом диаметра МН увеличивается его оптимальная производительность и снижается оптимальное рабочее давление;

*технологические.*

Таблица 1 - Производительность и рабочее давление нефтепроводов

Диаметр, мм	Производительность, млн. т/год	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см <sup>2</sup> (ат)
219	0,7-1,2	8,8-9,8	90-100
273	1,1-1,8	7,4-8,3	75-85
325	1,6-2,4	6,6-7,4	67-75
377	2,2-3,4	5,4-6,4	55-65
426	3,2-4,4	5,4-6,4	55-65
530	4,0-9,0	5,3-6,1	54-62
630	7,0-13,0	5,1-5,5	52-56
720	11,0-19,0	5,6-6,1	58-62
820	15,0-27,0	5,5-5,9	56-60
1020	23,0-50,0	5,3-5,9	54-60
1220	41,0-78,0	5,1-5,5	52-56

*Режим работы МН* – непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтом). Перекачка, как правило, ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными вдоль трассы.

Согласно СНиП 2.05.06-85 магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы подразделяются на четыре класса и в зависимости от условного диаметра труб (в мм):

					Общие сведения о магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		20

1. 1000 ÷ 1200;
2. 500 ÷ 1000;
3. 300 ÷ 500;
4. менее 300.

Наряду с этой классификацией СНиП 2.05.06-85 устанавливает для магистральных трубопроводов категории, которые требуют обеспечения соответствующих прочностных характеристик: на любом участке трубопровода (таблица 2).

Таблица 2 – Категории магистральных нефтепроводов

Нефтепровод и нефтепродуктопровод	Подземная прокладка	Наземная прокладка	Надземная прокладка
Диаметром менее 700 мм	IV	III	III
Диаметром 700 мм и более	III	III	III

Приведенная классификация и категории трубопроводов определяют в основном требования, связанные с обеспечением прочности или неразрушимости труб. В северной природно-климатической зоне все трубопроводы относятся к III категории. Исходя из этих же требований, в СНиП 2.05.06-85 определены также и категории, к которым следует относить не только трубопровод в целом, но и отдельные его участки. Необходимость в такой классификации объясняется различием условий, в которых будет находиться трубопровод на тех или иных участках местности, и возможными последствиями в случае разрушения трубопровода на них. Отдельные участки нефтепроводов могут относиться к высшей категории В, I категории и ко II категории. К высшей категории В относятся трубопроводные переходы через судоходные и несудоходные реки диаметром 1000 мм и

более. К участкам I категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, болота II и III типов, горные участки, вечномёрзлые грунты. К участкам II категории сложности относятся подводные и надводные переходы через реки, болота II типа, косогорные участки, переходы под дорогами и т.д.

Прокладку трубопроводов можно осуществить одиночно и параллельно действующим или проектируемым магистральным трубопроводам в техническом коридоре. Под техническим коридором магистральных трубопроводов согласно СНиП 2.05.06-85 понимают систему параллельно проложенных трубопроводов по одной трассе, предназначенных для транспортировки нефти (нефтепродукта, в том числе сжиженных углеводородных газов) или газа (газового конденсата). В отдельных случаях допускается совместная прокладка в одном коридоре нефтепроводов (нефтепродуктопроводов) и газопроводов.

## 1.2 Состав магистральных нефтепроводов

В состав магистральных трубопроводов (*рисунок 1*) входят:

- линейные сооружения, представляющие собой собственно трубопровод, систему противокоррозионной защиты, линии связи и т.п.;
- перекачивающие и тепловые станции;
- конечные пункты нефтепроводов и нефтепродуктопроводов нефтебазы и нефтесклады, на которых принимают поступающий по трубопроводу продукт и распределяют его между потребителями, подают на завод для переработки или отправляют далее другими видами транспорта.

					Общие сведения о магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		22

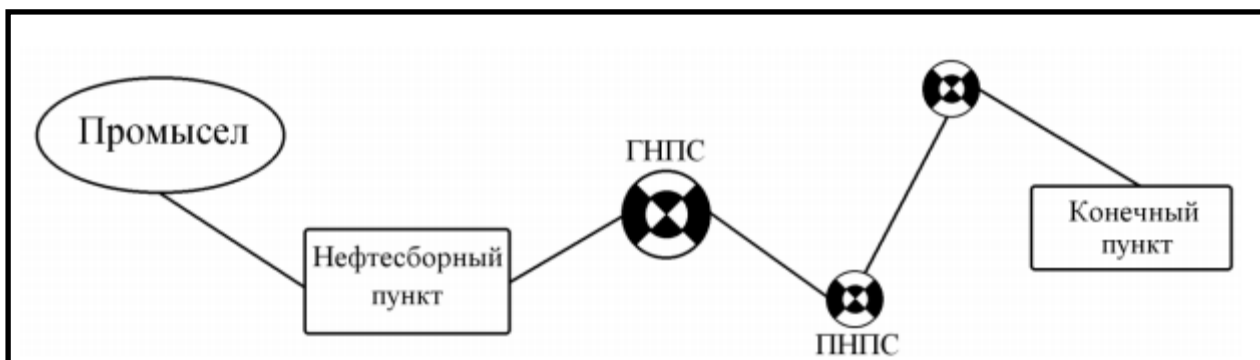


Рисунок 1 – Схема магистрального нефтепровода

В некоторых случаях в состав магистрального трубопровода входят и подводящие трубопроводы, по которым нефть или газ от промыслов подается к головным сооружениям трубопровода.

Все объекты МН разделяют на две группы:

1) Линейные сооружения (труба, переходы через искусственные и естественные препятствия, линейные задвижки, устройства приема – пуска скребка – через 300 км, линии связи, станции защиты от коррозии, дома обходчиков или пункты обогрева – через 30-40 км и т.д.);

2) Насосные перекачивающие станции (НПС).

Основные элементы магистрального трубопровода, сваренные в непрерывную нитку трубы, представляют собой собственно трубопровод. Как правило, магистральные трубопроводы заглубляют в грунт, обычно на глубину 0,8 м до верхней образующей трубы, если большая или меньшая глубина заложения не диктуется особыми геологическими условиями или необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта на определенном уровне. Для магистральных трубопроводов применяют цельнонатянутые или сварные трубы диаметром 300-1420 мм. Толщина стенок труб определяется проектным давлением в трубопроводе, которое достигает 10 МПа. Трубопровод, прокладываемый по районам с

вечномерзлыми грунтами или через болота, можно укладывать на опоры или в искусственные насыпи.

На пересечении крупных рек нефтепроводы утяжеляют закрепленными на трубах грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечении железных и крупных шоссежных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 100-200 мм больше диаметра трубопровода.

Потребности населенных пунктов, находящихся вблизи трасс нефтепродуктопроводов и газопроводов, в нефтепродуктах и газе удовлетворяются прокладкой отводов или ответвлений из труб сравнительно малого диаметра, по которым часть нефтепродуктов (периодически) и газа (непрерывно) отводится в эти населенные пункты. В зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки (с интервалом 10-30 км) для перекрытия участков в случае аварии или ремонта.

Вдоль трассы проходит линия связи (телефонная, радиорелейная), которая в основном имеет диспетчерское значение. Ее можно использовать для передачи сигналов телеизмерения и телеуправления. Располагаемые вдоль трассы станции катодной и дренажной защиты на расстоянии 10-20 км друг от друга, а также протекторы защищают трубопровод от наружной коррозии, являясь дополнением к противокоррозионному изоляционному покрытию трубопровода.

Перекачивающие (насосные) станции располагаются на нефтепроводах с интервалом 50-150 км (для сравнения – на газопроводах с интервалом 100-200 км), которые оборудованы центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных

					Общие сведения о магистральных нефтепроводах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		24



насосов достигает 12500 м<sup>3</sup>/ч. В начале нефтепровода находится головная насосная станция (ГНС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов, если магистральный нефтепровод обслуживают несколько промыслов или один промысел, разбросанный на большой территории.

Основным оборудованием таких НПС являются насосно-перекачивающие агрегаты (НПА), в состав которых входят центробежные насосы (чаще всего типа НМ) и электрические двигатели (синхронного или асинхронного).

ГНС станция отличается от промежуточных наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода, узлов учета. Кроме основных объектов, на каждой насосной станции имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, снижающая напряжение подаваемого на линию электропередач (ЛЭП) тока с 110 или 35 до 6 кВ, а также системы водоснабжения, канализации, охлаждения и т.п.

Для повышения надежности работы МН, через каждые 400-600 км трассы, промежуточные НПС оборудуются резервуарами. В этом случае емкость резервуарных парков колеблется от 0,3 до 0,5 суточных производительностей МН и может достигать 1,0-1,5 суточных производительностей, если НПС расположены в точках разветвления МН или на границах объединений. НПС с резервуарными парками, помимо основных (магистральных) НПА, оборудуются еще подпорными агрегатами (чаще типа НПВ). Участки нефтепровода между НПС с резервуарными парками получили название эксплуатационных участков, которые между собой могут соединяться с использованием следующих систем:

					Общие сведения о магистральных нефтепроводах	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

- «из резервуара в резервуар» – нефть на НПС принимается в один резервуар (или группу резервуаров), а откачивается из другого;
- «через резервуар» – нефть принимается и откачивается из одного резервуара (или группы резервуаров);
- «с подключенным резервуаром» – основной поток нефти идет на вход в НПА, минуя резервуары и лишь относительно небольшая часть направляется на хранение или забирается подпорными насосами из резервуаров;
- «из насоса в насос».

Если длина нефтепровода превышает 800 км, его обычно также разбивают на эксплуатационные участки длиной 400-800 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. В настоящее время общепринятой считается система перекачки нефти «из насоса в насос», т.к. большая часть НПС сооружена без резервуарных парков.

Тепловые станции устанавливают на трубопроводах, транспортирующие высокостывающие и высоковязкие нефти и нефтепродукты, иногда их совмещают с насосными станциями. Для подогрева перекачиваемого продукта применяют подогреватели паровые или огневые (печи). Для снижения тепловых потерь такие трубопроводы могут быть снабжены теплоизоляционным покрытием.

*Конечный пункт нефтепровода* – либо сырьевой парк нефтеперерабатывающего завода, либо перевалочная нефтебаза, обычно морская, откуда нефть танкерами перевозится к нефтеперерабатывающим заводам или экспортируется за границу. *Конечный пункт нефтепродуктопроводов* – резервуарный парк перевалочной или крупной распределительной нефтебазы [1].

					Общие сведения о магистральных нефтепроводах	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

## 2 Дефекты нефтепроводов

### 2.1 Классификация дефектов

Под дефектом нефтепровода понимается отклонение геометрии стенки трубы и сварного шва, ухудшение качества материала трубы, не соответствующее допустимым значениям нормативно-технической документации и обнаруживаемые методами внутритрубной дефектоскопии, традиционными методами неразрушающего контроля.

По влиянию дефектов на напряжённо-деформированное состояние объекта различают:

- Классические дефекты;
- Трещиноподобные дефекты.

В зависимости от происхождения и причин образования выделяют:

- Металлургические (производственно-технологические) дефекты;
- Строительные дефекты;
- Эксплуатационные дефекты.

В зависимости от необходимости применения определённых методов НК различают:

- Поверхностные (явные) дефекты;
- Внутренние (скрытые) дефекты.

С точки зрения ремонтпригодности выделяют:

- Исправимые дефекты – дефекты, устранение которых технически возможно и экономически рационально;

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода			
Разраб.		Казак В. Д.			Дефекты нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков А.В.					27	116
Консульт.						ТПУ группа 2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

- Неисправимые – дефекты, устранение которых связано с существенными затратами или невозможно.

По степени влияния на работоспособность трубопровода различают дефекты:

- Значительные – эксплуатация объекта возможна при существенном влиянии дефекта;
- Критические – эксплуатация объекта невозможна.

Дефекты трубопроводов, обнаруживаемые при диагностировании, по характеру проявления подразделяют на:

- Технологические дефекты – дефекты, возникающие в результате строительно-монтажных работ
- Эксплуатационные дефекты – дефекты, возникающие в процессе эксплуатации после некоторой наработки.

Дефекты труб делятся на следующие группы:

- Дефекты геометрии трубы;
- Дефекты сварного шва;
- Дефекты стенки трубы;
- Комбинированные дефекты;
- Недопустимые конструктивные элементы [2].

## 2.2 Описание дефектов

**Дефекты геометрии трубы** – дефекты связанные, с изменением формы трубы. К ним относятся:

**Овальность сечения** – дефект геометрической формы сечения трубы (трубопровода), возникающий в результате превращения начального кольцевого сечения трубы в эллиптическое. Овальность сечений образуется

					<i>Дефекты нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		28

при действии значительных внешних поперечных (радиальных) нагрузок на трубу (трубопровод). Овальность сечения определяется как отношение разности между максимальным и минимальным диаметрами в одном и том же сечении к номинальному диаметру.

*Вмятина* – местное изменение формы поверхности трубы, не сопровождающееся утонением стенки. Вмятина образуется в результате взаимодействия трубы с твердым телом, не имеющим острых кромок. Это взаимодействие может быть как статическим, так и динамическим.

*Гофр* – поперечная складка на поверхности трубы. Характеризуется глубиной, которую обычно соизмеряют с толщиной стенки трубы.

*Дефекты сварных соединений* – дефекты технологического происхождения, возникающие при выполнении сварочных работ. Они подробно классифицированы в нормах.

***К дефектам сварного шва относятся:***

*Наплывы* – чаще всего образуются при сварке горизонтальными швами вертикальных поверхностей, в результате натекания жидкого металла на кромки холодного основного металла. Они могут быть местными (в виде отдельных застывших капель) или протяженными вдоль шва. Причинами возникновения наплывов являются большая сила сварочного тока, длинная дуга, неправильное положение электрода, большой угол наклона изделия при сварке на подъем и спуск.

*Подрезы* – представляют собой углубления, образующиеся в основном металле вдоль края шва. Подрезы образуются из-за повышенной мощности сварочной горелки и приводят к ослаблению сечения основного металла и разрушению сварного соединения.

					<i>Дефекты нефтепроводов</i>	<b>Лист</b>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		29

*Прожоги* – это проплавление основного или наплавленного металла с возможным образованием сквозных отверстий. Они возникают вследствие недостаточного притупления кромок, большого зазора между ними, большой силы сварочного тока или мощности горелки при невысоких скоростях сварки. Особенно часто прожоги наблюдаются в процессе сварки тонкого металла и при выполнении первого прохода многослойного шва, а также при увеличении продолжительности сварки, малом усилии сжатия и наличии загрязнений на поверхностях свариваемых деталей или электродах (точечная и шовная контактная сварка).

*Незаваренные кратеры* – образуются при резком обрыве дуги в конце сварки. Они уменьшают сечение шва и могут явиться очагами образования трещин.

*Газовые поры* – образуются в сварных швах вследствие быстрого затвердевания газонасыщенного расплавленного металла, при котором выделяющиеся газы не успевают выйти в атмосферу. Такой дефект наблюдается при повышенном содержании углерода в основном металле, наличии ржавчины, масла и краски на кромках основного металла и поверхности сварочной проволоки, использовании влажного или отсыревшего флюса.

*Шлаковые включения* – результат небрежной очистки кромок свариваемых деталей и сварочной проволоки от окалины, ржавчины и грязи, а также (при многослойной сварке) неполного удаления шлака с предыдущих слоев. Они могут возникать при сварке длинной дугой, неправильном наклоне электрода, недостаточной силе сварочного тока, завышенной скорости сварки. Шлаковые включения различны по форме (от сферической до игольчатой) и размером (от микроскопической до нескольких миллиметров).

					<i>Дефекты нефтепроводов</i>	<b>Лист</b>
						30
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		

Они могут быть расположены в корне шва, между отдельными слоями, а также внутри наплавленного металла. Шлаковые включения ослабляют сечение шва, уменьшают его прочность и являются зонами концентрации напряжений.

*Непровары* – местное несплавление основного металла с наплавлением, а также несплавление между собой отдельных слоев шва при многослойной сварке из-за наличия тонкой прослойки окислов, а иногда и грубой шлаковой прослойки внутри швов. Причинами непроваров являются: плохая очистка металла от окалины, ржавчины и грязи, малый зазор в стыке, излишнее притупление и малый угол скоса кромок, недостаточная сила тока или мощности горелки, большая скорость сварки, смещение электрода в сторону от оси шва. Непровары по сечению шва могут возникнуть из-за вынужденных перерывов в процессе сварки.

***К дефектам стенки трубы относятся:***

*Трещины* – узкий разрыв металла, направленный к поверхности стенки трубы под углом, близким к 90°. Могут быть сквозными и несквозными.

*Расслоение* – несплошность металла, ориентированная параллельно поверхности стенки трубы.

*Закат* – несплошность металла в направлении прокатки листа на значительной длине.

*Плена* – отслоение металла различной толщины и величины, вытянутое в направлении прокатки и соединенное с основным металлом одной стороной.

					<i>Дефекты нефтепроводов</i>	<b>Лист</b>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		31

*Рванина* – раскрытый глубокий окисленный разрыв поверхности металла разнообразного очертания, расположенный поперек или под углом к направлению прокатки.

*Ликвация* – повышенное содержание неметаллических включений.

*Риска* – продольная канавка, образовавшаяся в результате взаимодействия трубы с острыми выступами при прокатке (изготовлении) труб.

*Задир* – отличается от царапины несколько большей шириной и зазубренными краями.

*Дефекты изоляции* – нарушение сплошности, адгезия, заниженная толщина, гофры, морщины, задиры, царапины, проколы [3].

					<i>Дефекты нефтепроводов</i>	<b>Лист</b>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		32



### 3 Неразрушающий контроль нефтепроводов

#### 3.1 Классификация методов неразрушающего контроля

Зависимо от физических явлений, положенных основой неразрушающего контроля, различают:

- визуально измерительный контроль (ВИК);
- проникающими веществами;
- магнитный;
- акустический метод;
- радиоволновой метод;
- тепловой;
- вихретоковый метод;
- радиационный метод неразрушающего контроля.

#### 3.2 Визуально измерительный контроль

При поступлении материала (полуфабрикатов, заготовок, деталей) в организацию ВИК проводят с целью подтверждения его соответствия требованиям стандартов, технических условий (далее - ТУ), конструкторской документации и Правилам.

Основным сопроводительным документом является сертификат качества поставляемой продукции.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода			
Разраб.		Казак В. Д.			<b>Неразрушающий контроль нефтепроводов</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков А.В.					33	116
Консульт.						ТПУ группа 2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

По сертификату проверяют:

- марку металла;
- геометрические размеры (диаметр, толщина и т.д.);
- прочностные характеристики (предел прочности, пластичности, ударную вязкость);
- химический состав (особо обращают внимание на процентное содержание серы и фосфора).

Затем проверят фактическое состояние поступивших заготовок и изделий.

1. Трубы поступают в основном с разделкой кромок. При разгрузке в результате удара на кромке может образоваться забоина. В соответствии с НТД забоины глубиной до 5 мм допускается ремонтировать сваркой. Забоины глубиной более 5 мм ремонту не подлежат вследствие того, что в данном месте возникает наклеп недопустимой величины. Твердость основного металла и в области забоины значительно различаются. При нагреве сваркой в этом месте возникает трещина, которая начинает развиваться дальше на основной металл. В этом случае конец трубы должен быть отрезан.

2. При сплющивании на торце трубы может появиться вмятина. Если эллипсность трубы не превышает 3.5%, вмятину можно выправить безударным способом. В металле возникают упругие деформации и прочность металла не меняется. При дальнейшем сплющивании в металле развиваются пластические деформации, приводящие к резкому снижению прочности металла. Конец трубы отрезают и делают новую разделку.

3. Царапины, задиры, риски на неизолированной поверхности труб глубиной свыше 0.2 мм до 5% от номинальной толщины стенки, но не более

					Неразрушающий контроль нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		34

минусовых допусков на толщину стенки, оговоренных в ГОСТах и ТУ, можно удалить шлифованием. Более глубокие царапины завариваются, если это разрешено НТД.

#### 4. Проверяется косина резки торца трубы.

Визуальный контроль сварных соединений выполняется для:

- проверки соответствия геометрических параметров сварных соединений требованиям нормативно-технической и проектной документации;
- обнаружения видимых нарушений качества сварки: поверхностных трещин, пор, шлаковых и металлических включений, прожогов, свищей, наплывов металла, усадочных раковин, подрезов, грубой чешуйчатости шва, непроваров, оплавлений металла случаев результате зажигания сварочной дуги и прочих дефектов.

Визуальный и измерительный контроль сварных соединений выполняют до проведения контроля другими методами неразрушающего контроля, а также после устранения дефектов при этом контролируется 100% длины шва.

По результатам контроля составляется заключение в соответствии с формой НТД. В заключении указывается возможность (необходимость) проведения неразрушающего контроля шва магнитопорошковым, ультразвуковым и радиографическим методами [4].

### 3.3 Капиллярный метод контроля

Капиллярные методы контроля применяют для выявления поверхностных дефектов сварных соединений, таких как микротрещины и трещины, выходящие на поверхность изделия, мелкие поверхностные поры и узкие непровары, которые трудно обнаружить при внешнем осмотре.

					<i>Неразрушающий контроль нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		35

Капиллярный контроль проводится в соответствии с ГОСТ 18442-80.

Капиллярные методы основаны на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя.

Эти методы предназначены для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов типа трещин) и ориентации по поверхности.

Методы капиллярной дефектоскопии позволяют контролировать объекты любых размеров и форм.

#### ***Методика проведения контроля.***

Перед началом контроля специалист, осуществляющий контроль, должен:

- ознакомиться с результатами предшествующего контроля в соответствии с результатами ВИК;
- убедиться в отсутствии недопустимых наружных дефектов.

Перед проведением капиллярного контроля необходимо:

- проверить дефектоскопические материалы на их пригодность;
- подготовить рабочее место для проведения контроля;
- подготовить поверхности контролируемого объекта к контролю.

Индикаторную жидкость наносят на предварительно очищенную от загрязнений поверхность сварных соединений и некоторое время выдерживают, чтобы дать возможность жидкости заполнить полости

					Неразрушающий контроль нефтепроводов	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

дефектов. После этого удаляют избыток жидкости и наносят проявляющий состав. Индикаторная жидкость, оставшаяся в дефектах, образует на фоне проявителя рисунок, по которому судят о наличии дефектов.

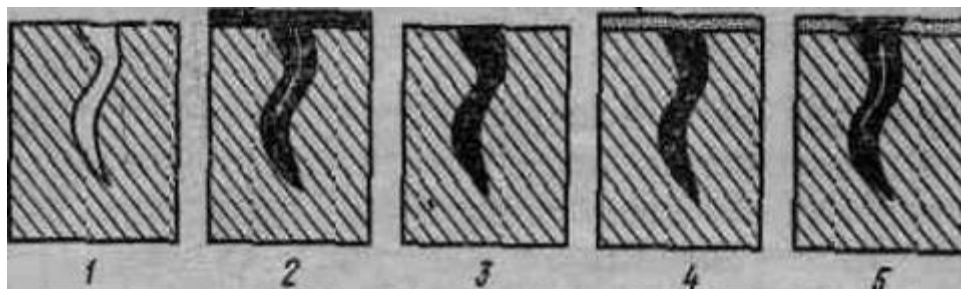


Рисунок 2 – Основные этапы контроля капиллярными методами

1 - очистка от загрязнений; 2 - нанесение пенетранта; 3 - удаление пенетранта с поверхности; 4 - нанесение проявляющего состава; 5 - выявление дефектов

Таким образом, **эффективность капиллярного контроля** зависит от:

- проникающей способности пенетрантов;
- извлечения этих веществ на поверхность изделия;
- локализации их у кромок дефектов.

Процесс проникновения жидкостей в трещины, поры и другие дефекты сварных швов можно выразить в общем виде следующей формулой:

$$L = \sqrt{t \cos \theta} \sqrt{\frac{\gamma}{2h'}} \quad (1)$$

где L – расстояние, проходимое пенетрантом по капилляру в течение времени t;

$\gamma$  – поверхностное натяжение жидкости;

h – вязкость жидкости;

$\theta$  – угол смачивания.

Класс чувствительности капиллярного контроля по ГОСТ 18442-80 оценивают по четырем условным уровням предельных размеров надежно выявляемых дефектов (с вероятностью 95%) в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Шкала чувствительности капиллярного контроля

Уровни чувствительности	Наименьшие размеры выявляемых дефектов		
	Ширина, мкм	Глубина, мкм	Длина, мм
I	До 1	До 10	До 0,1
II	До 10	До 100	До 1
III	До 100	До 1000	До 10
IV	До 500	Более 1000	Более 10
Технологический	Не нормируется		

***Достоинства капиллярного метода контроля:***

- Высокие чувствительность и разрешающая способность;
- Относительно высокая достоверность контроля и наглядность его результатов;
- Возможность контроля деталей разной степени сложности, а также широких зон деталей в один прием;
- Возможность точно устанавливать место, направление, протяженность и иногда характер дефекта;
- Простота методики проведения контроля;
- Низкая стоимость используемых приборов и дефектоскопических материалов.

***Недостатки методов КМК:***

- высокая трудоемкость контроля при отсутствии механизации;
- возможность обнаружения только поверхностных дефектов;

- большая длительность процесса (до 0,5-1,5 ч);
- необходимость удаления лакокрасочных покрытий и тщательной предварительной очистки контролируемых деталей;
- зависимость вот условий окружающей среды;
- вредность некоторых дефектоскопических материалов для персонала и необходимость использования защитных приспособлений и вентиляции;
- субъективность контроля, зависимость достоверности результатов от квалификации контролера;
- ограниченный срок хранения дефектоскопических материалов, зависимость их свойств от продолжительности хранения и температуры среды [5].

### 3.4 Магнитный метод контроля

Магнитные методы неразрушающего контроля основаны на регистрации изменения взаимодействия электромагнитного поля с контролируемыми объектами. Для этих целей используется широкий спектр электромагнитных полей, начиная от постоянного электрического и магнитного поля до переменных полей с частотами порядка десятков мегагерц (МГц).

Магнитные методы контроля позволяют обнаружить поверхностные и подповерхностные дефекты сварных соединений типа несплошностей на глубине до 10 мм – трещины, непровары, шлаковые включения, газовые поры.

Магнитный поток в ферромагнитном материале распространяется по сечению равномерно, если этот материал сплошной и его магнитная проницаемость имеет постоянное значение.

					<i>Неразрушающий контроль нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
						39
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		

Данные методы основаны на регистрации и анализе магнитных полей рассеяния, возникающих в местах расположения дефектов.

**Принцип действия магнитного метода.**

В местах, где имеются дефекты, сплошность материала нарушается. Среда дефектов оказывает во много раз большее сопротивление магнитному потоку, который отклоняется и как бы обтекает дефект. Магнитное поле в этом месте сгущается, частично выходит за границы изделия, распространяется по воздуху и входит в изделие за пределами дефекта. В местах выхода и входа магнитного потока образуются магнитные полюса, которые сохраняются за счет остаточной намагниченности и после снятия намагничивающего поля.

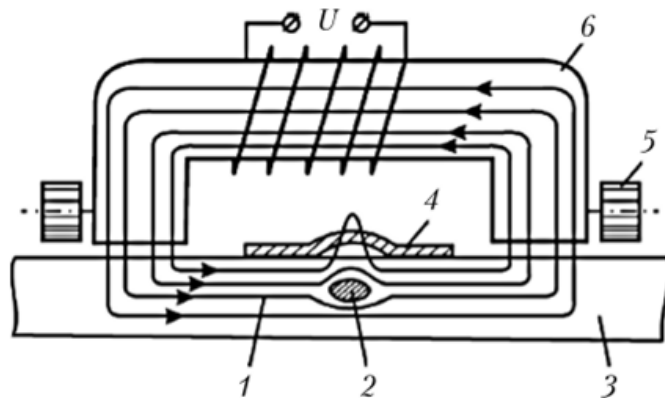


Рисунок 3 – Схема намагничивания изделия электромагнитом постоянного тока

- 1 - сварной шов, 2 - дефект, 3 - деталь, 4 - магнитная лента,
- 5 - перемещающие ролики, 6 - электромагнит.

Промышленность выпускает несколько типоразмеров намагничивающих устройств ПНУ (ПНУ-М1; ПНУ-М2; УНУ),

					Не разрушающий контроль нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		40



предназначенных для контроля сварных стыков труб диаметром 150—1200 мм и плоских изделий с толщиной стенки до 16 мм. Для контроля кольцевых сварных швов труб малого диаметра (57—150 мм) с толщиной стенки до 12 мм промышленность выпускает неподвижные намагничивающие устройства, получившие название намагничивающих вилок типа НВУ-1. Эти устройства также комплектуют сменными полюсными наконечниками с различным радиусом кривизны, которые плотно прижимаются к поверхности труб соответствующего диаметра.

Устройства ПНУ и НВУ обладают намагничивающей силой до 18–20 тыс. ампервитков, достаточной для намагничивания до состояния технического насыщения сварных соединений больших толщин.

Для намагничивания сварных швов труб большого диаметра (до 1420 мм) и плоских конструкций с толщиной стенки до 18—20 мм разработаны шаговые намагничивающие устройства с механическим приводом. Они перемещаются вдоль шва шагами по 200 мм. Во время подачи тока в обмотку электромагнита полюса притягиваются к поверхности изделия, что позволяет намагничивать сварные соединения без воздушного зазора. Этим достигается уменьшение потерь магнитодвижущей силы и, как следствие, повышение эффективности намагничивания и чувствительности контроля. Шаговые намагничивающие устройства типа «шагну» (или МУН-1) также универсальные и комплектуются набором полюсных наконечников.

#### ***Уровень чувствительности магнитного метода контроля.***

ГОСТ 21105–75 предусматривает три условных уровня чувствительности:

- А – ширина раскрытия дефекта 2,5 мкм;
- Б – 10 мкм;

					Неразрушающий контроль нефтепроводов	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

– В – 25 мкм (при минимальной протяженности выявляемой части дефекта, определяемой по длине валика осаждения порошка 0,5 мм).

Уровни чувствительности здесь названы условными, поскольку они определены для дефектов с параллельными стенками, перпендикулярными поверхностям изделия. Ширина раскрытия приведена при отношении глубины дефекта к ширине, равном 10.

### **3.5 Ультразвуковой метод контроля**

УЗ контроль выполняется для выявления внутренних и внешних дефектов сварного шва, металла труб и определения типов дефектов: непровар, несплавление, трещина, коррозионное повреждение, подрез, цепочки, скопления пор и включений.

Ультразвуковой контроль проводится при температуре окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 40 °С. При температурах ниже минус 15 °С контроль следует проводить в укрытии (палатке) с подогревом воздуха.

Ультразвуковому контролю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55724-2013 могут быть подвергнуты кольцевые сварные соединения трубопроводов диаметром от 14 мм до 1420 с толщиной стенки от 2 мм и выше.

#### ***Методика проведения контроля.***

УЗ-контроль следует вести после внешнего осмотра соединения. При обнаружении внешних дефектов их обычно устраняют до УЗ-контроля.

Подготовка к УЗ-контролю в основном должна включать следующие этапы:

					Неразрушающий контроль нефтепроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		42

**1. Выбор основных параметров контроля и параметров сканирования, исходя из типоразмеров соединения, подлежащего контролю, и имеющейся НТД на контроль.**

**2. Настройку дефектоскопа по контрольным образцам на заданные параметры.**

Настройку параметров контроля выполнить на стандартных образцах предприятия с отражателями (зарубками) по ГОСТ Р 55724-2013. Вид и размеры искусственных отражателей определяют в зависимости от диаметра и толщины стенки труб контролируемого соединения.

**3. Очистку поверхности сканирования от брызг металла, грязи, отслаивающейся окалины ит. п.**

Очистка поверхности, по которой перемещают преобразователь, очень важна в отношении выявляемости дефектов и достоверности контроля, а также и для сохранности преобразователей. Технология сварки, при которой есть приварившиеся в околошовной зоне брызги металла, не может считаться дефектоскопичной. Например, это относится к некоторым вариантам полуавтоматической сварки в среде CO<sub>2</sub>. В подобных случаях в технологических картах на сварку следует предусматривать время и средства на очистку зон сканирования вблизи контролируемого шва. Ширина этих зон должна быть оговорена в НТД.

**4. Нанесение контактирующего смазочного материала на преобразователи и поверхности сканирования.**

Чтобы излучаемую волну ввести в изделие, между ними должен быть акустический контакт. Его обеспечивают заполнением контактирующей жидкостью зазора между плоскостью преобразователя и поверхностью изделия. Для этого используют минеральные масла, солидол, глицерин, спирт, воду и т.д.

## 5. Обеспечение экологических и эргономичных условий контроля.

### *Эффективность УЗК.*

Эффективность ультразвукового контроля зависит от целого ряда факторов. Большое значение имеет частота ультразвуковых волн. С увеличением частоты уменьшается их длина, а следовательно повышается чувствительность метода, т.к расширяется диапазон выявления более мелких дефектов. Однако с увеличением частоты ультразвуковых колебаний начинает сказываться влияние структуры контролируемого изделия. Увеличивается повторное отражение волн от границ зерен металла, что приводит к постепенному затуханию ультразвука. Габариты, форма контролируемого изделия, характер и место расположения дефектов влияют на выбор вида ультразвуковых волн.

Для исключения влияния субъективных факторов на результаты контроля производится настройка дефектоскопов по контрольным образцам и осуществляется периодическая проверка настройки в процессе контроля.

На качества контроля влияет также возможность правильно оценить результаты контроля. Дефектоскопист должен иметь достаточный опыт, чтобы отличить возникающие на экране дефектоскопа полезные сигналы от ложных сигналов, которые появляются независимо от наличия дефектов в изделии. Ложные сигналы появляются вследствие сложной формы изделий, грубой обработки поверхности, крупнозернистой структуры металла, неисправностей преобразователя, кабеля и самого дефектоскопа.

При УЗК появляются мертвые зоны, т.е. слои металла, не подвергающиеся контролю. Величина мертвой зоны зависит от формы и

					<i>Неразрушающий контроль нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		44

величины контролируемого изделия характеристик металла, угла ввода ультразвуковых волн, и размеров и конструкции преобразователя.

### ***Чувствительность УЗК контроля.***

Основной параметр УЗК – предельная чувствительность  $S_n$  характеризуется минимальной площадью (в мм) отверстия с плоским дном, ориентированным перпендикулярно акустической оси преобразователя, которое еще обнаруживается на заданной глубине в изделии при данной настройке аппаратуры (дефектоскопа с преобразователем).

Предельная чувствительность отражает пороговую характеристику чувствительности.

Наряду с предельной (пороговой) чувствительностью применяют реальную и условную чувствительности.

Если эту же чувствительность оценивать в миллиметрах глубины сверления по СО № 1 или в децибелах по СО№2, то ее называют условной чувствительностью.

Условная чувствительность - наименьшие размеры уверенно обнаруживаемой условной модели дефекта, выполненной в стандартном образце.

Реальная чувствительность характеризует наименьшие размеры реального дефекта, обнаруженного в контролируемом соединении.

При УЗ-контроле используются несколько уровней чувствительности:

- поисковый;
- контрольный;
- браковочный.

					Неразрушающий контроль нефтепроводов	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

Поисковый - самый высокий, обычно он на 6 дБ (по амплитуде в 2 раза) выше браковочного.

На браковочном уровне оценивают недопустимость дефектов по амплитуде их сигналов.

На контрольном уровне, промежуточном между браковочным и поисковым, ведут окончательную оценку дефектов по их условным размерам: длине, ширине, высоте.

Предельный уровень (или предельную чувствительность) используют как основной уровень при настройке дефектоскопа перед контролем.

***Преимуществами УЗ-дефектоскопии*** являются:

- возможность контроля при одностороннем доступе к изделию;
- простота и высокая производительность метода;
- большая проникающая способность, позволяющая обнаруживать внутренние дефекты в крупногабаритных изделиях;
- возможность автоматизации процесса контроля;
- полная безопасность для дефектоскописта;
- высокая чувствительность, обеспечивающая выявление мелких дефектов.

***К недостаткам УЗК*** следует отнести:

- зависимость достоверности результатов контроля от квалификации дефектоскописта;
- добросовестности и сосредоточенности его процессе работы;
- наличие мертвых зон;
- необходимость тщательной подготовки поверхности;
- невозможность контроля изделий из аустенитных сталей из-за

					крупнозернистой структуры;	<b>Лист</b>
					<b>Неразрушающий контроль нефтепроводов</b>	46
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		

- отсутствие документа с изображением дефекта.

Практика показывает, что при ультразвуковом контроле может быть достигнута высокая надежность выявления протяженных дефектов в виде непроваров, трещин, шлаковых включений и газовых пор, которая мало зависит от навыков дефектоскописта.

Однако выявления одиночных дефектов во многом зависит от квалификации дефектоскописта и не обнаружение их является случайным пропуском. Для повышения надежности контроль ответственных деталей поручают нескольким дефектоскопистам.

					<i>Неразрушающий контроль нефтепроводов</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		47

#### 4 Методы внутритрубной диагностики

Внутритрубная диагностика представляет собой комплекс технологических операций, реализуемых путем пропускания внутри трубопровода специальных устройств – внутритрубных инспекционных снарядов (ВИС).

Она позволяет проводить обследование трубопроводов на всем ее протяжении как в процессе эксплуатации, так и для выполнения послемонтажного контроля, выявлять различного типа несовершенства и строительные дефекты в стенках труб, являющиеся потенциальными причинами аварий и инцидентов.

Внутритрубная инспекция является комплексной четырехуровневой интегральной системой диагностирования, которая позволяет выявлять местоположение и параметры определенных видов дефектов на соответствующем уровне:

**1 уровень** – обнаружение аномалий геометрии трубопровода;

**2 уровень** – определение дефектов в виде несплошностей металла (расслоения, включений) и дефектов типа потери металла (рисок, коррозии);

**3 уровень** – определение поперечно-расположенных трещиноподобных дефектов основного металла трубы и сварных швов;

**4 уровень** – определение продольных трещиноподобных дефектов, в том числе аномалий в сварных швах.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода			
Разраб.		Казак В. Д.			Методы внутритрубной диагностики	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никольчиков А.В.					48	116
Консульт.						ТПУ группа 2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



Для проведения внутритрубной инспекции с помощью ВИС исследуемый участок промыслового трубопровода должен быть оборудован камерами пуска и приема средств очистки и диагностики.

Запорная арматура, отводы, врезки и тройники на исследуемом участке не должны препятствовать движению внутритрубных снарядов. Для отслеживания местоположения ВИС на трубопроводе устанавливают маркерные сигнальные передатчики с интервалом 1,5 – 2км.

Внутритрубная диагностика включает в себя несколько этапов, при качественном выполнении которых обеспечивается получение наиболее точных и достоверных результатов.

#### 4.1 Подготовка и очистка нефтепровода

Для подготовки к внутритрубной диагностике и запуску дефектоскопов, трубопровод поэтапно очищается от парафинистых отложений и подготавливается внутреннюю поверхность к диагностике.

*На первом этапе* диагностического обследования участка трубопровода производится очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов и отложений с помощью очистных скребков (рисунок 4).



Рисунок 4 – Очистной скребок СКР-4 (АО «Транснефть-Диаскан»)

В процессе очистки трубопровода скребки запускают несколько раз в зависимости от степени загрязненности трубопровода до тех пор, пока не будет достигнута необходимая степень очистки внутренней полости обследуемого участка.

Для финальной очистки трубопровода предусмотрен запуск очистных поршней с магнитным и щетками для улавливания металлических частиц (рисунок 5).



Рисунок 5 – Магнитный поршень НПЦ «ВТД»

**На втором этапе** производится калибровка трубопровода скребком-калибром с тонкими мерными пластинами (рисунок 6) с целью оценки минимальной величины проходного сечения трубопроводов. По наличию или отсутствия изгиба пластин скребка-калибра судят о минимальном проходном сечении трубопровода. Калибровка определяет возможность безопасного пропуса снаряда - профилемера. Главное условие для пропуса профилемера – это минимальное проходное сечение участка трубопровода для беспрепятственного пропуса стандартного профилемера составляет  $0,7D_n$ .

					Методы внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		50

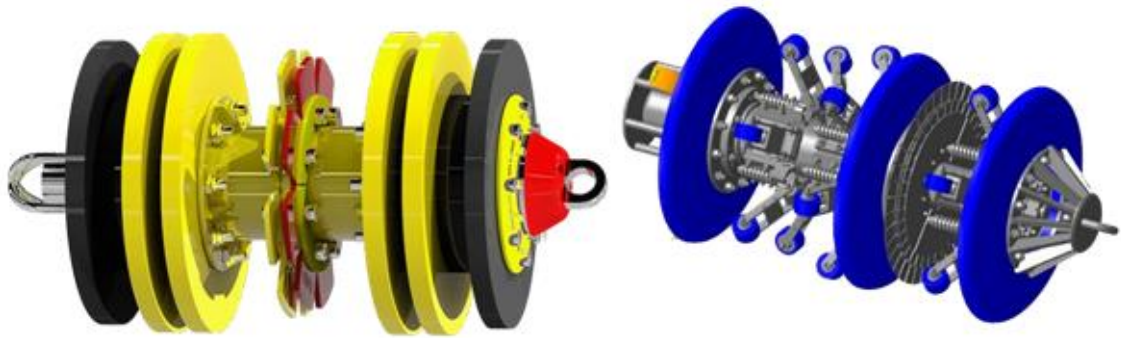


Рисунок 6 – Скребки-калибры СОК (НПЦ «ВТД») и  
СКК - 4 (АО «Транснефть - Диаскан»)

*На третьем этапе* после успешного пропуска скребка-калибра осуществляется двукратный пропуск снаряда-профиломера (рисунок 7) для получения исчерпывающей информации о фактическом состоянии геометрии трубопровода на всем его протяжении. С помощью снаряда-профиломера определяют дефекты геометрии: вмятины, гофры, овальности, а также наличие конструктивных особенностей: кольцевых сварных швов, подкладных колец, тройников, кранов, отводов и т.д.

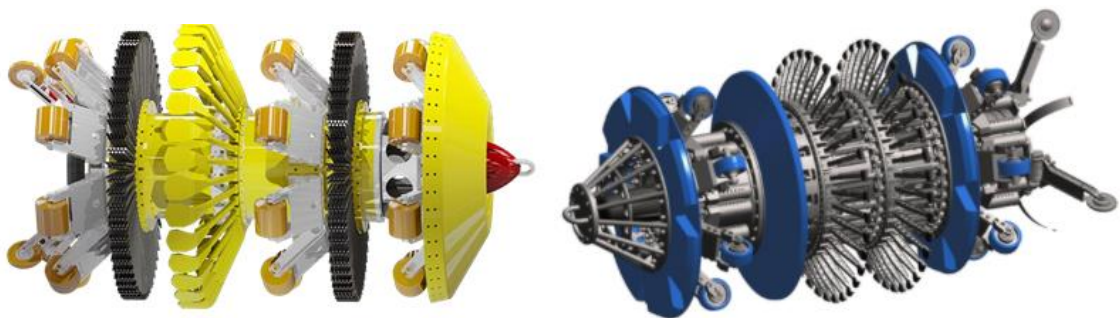


Рисунок 7 – Снаряд-профиломер НПЦ «ВТД» и ПРН  
(АО «Транснефть-Диаскан»)

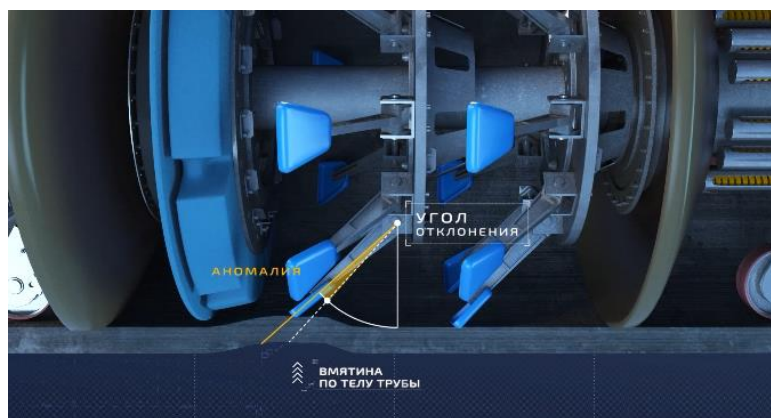


Рисунок 8 – Принцип работы профилемера

*Четвертым этапом* является определение участков, которые уменьшают проходное сечение на величину  $0,85D_n$  и имеют иные не допустимые отклонения в процессе пропуска снаряда-профилемера, и выполнение ремонт по устранению дефектных мест для обеспечения беспрепятственного прохождения внутритрубного дефектоскопа.

Запуска рассмотренных выше внутритрубных снарядов недостаточно для полного проведения контроля трубопровода, поскольку данные устройства позволяют определить лишь дефекты геометрии трубопровода, ведущих к уменьшению его проходного сечения, то есть способны выполнить задачи только 1 уровня мониторинга трубопровода.

#### 4.2 Внутритрубная дефектоскопия

После очистки трубопровода запускается внутритрубный дефектоскоп для проведения 2, 3 и 4уровней диагностики.

*На втором уровне* диагностики трубопровода происходит обнаружение дефектов типа потерь металла, которые вызывают уменьшение толщины стенки, а также несплошностей и инородных включений в стенке трубопровода. Для обнаружения данных типов дефектов используются:

					<i>Методы внутритрубной диагностики</i>	<i>Лист</i>
						52
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		

ультразвуковой дефектоскоп – толщиномер типа WM (Wall Thickness Measurement) с радиально установленными ультразвуковыми датчиками и т.д.

Ультразвуковой дефектоскоп типа WM (рисунок 8) - это автономное устройство, предназначенное для внутритрубной диагностики трубопроводов. Данное устройство позволяет обнаруживать большинство видов дефектов металла трубопровода.



Рисунок 8 – Ультразвуковой дефектоскоп типа WM  
(АО «Транснефть - Диаскан»)

Измерение толщины стенки трубки на основе эхо-импульсного метода ультразвукового контроля является основным принципом проведения внутритрубной дефектоскопии в дефектоскопах типа WM. В качестве датчиков используются иммерсионные пьезоэлектрические преобразователи совмещенного типа с радиальным вводом луча. Количество преобразователей рассчитывается с условием, что будет обеспечен контроль всей внутренней полости трубопровода. Так, для трубопровода с наружным диаметром 1220 мм применяют дефектоскопы с 448 датчиками.

Измерение толщины стенки трубопровода и, при наличии,

несплошности металла осуществляется по измерению времени прохождения зондирующего ультразвукового импульса от наружной до внутренней поверхности трубы (до несплошности) и отраженного ультразвукового импульса до приемника (рисунок 9).

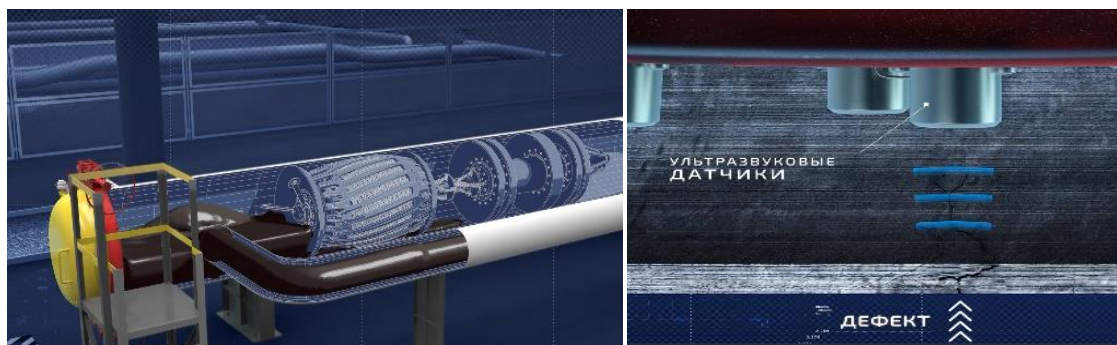


Рисунок 9 – Принцип работы ультразвукового дефектоскопа типа WM

*На третьем уровне* выявляют поперечно-ориентированные трещиноподобные дефекты в кольцевых сварных швах и основном металле трубы с использованием следующих дефектоскопов: магнитного снаряда-дефектоскопа продольного намагничивания типа (MFL – Magnetic Flux Leakage), ультразвукового снаряда-дефектоскопа типа CD с наклонным вводом ультразвуковых импульсов в тело трубы.

Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания (MFL – Magnetic Flux Leakage) представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии с продольным намагничиванием исследуемого участка (рисунок 10).



Рисунок 10 – Магнитный дефектоскоп продольного намагничивания MFL

Магнитный дефектоскоп типа MFL позволяет выявлять как дефекты основного металла и кольцевых сварных швов, так и металлические предметы, находящиеся в непосредственной близости к внешней поверхности трубы, такие как композитные муфты, кожухи и т.п.

Магнитные дефектоскопы производят обнаружение дефектов трубопровода за счет регистрации рассеяния магнитного поля, вызываемое наличием дефекта.

Устройство создает постоянное магнитное поле, направление вектора которого совпадает с осью трубопровода, благодаря мощным магнитам, расположенным на головной, так называемой магнитной, секции дефектоскопа. Магнитный контур «полюса магнитов – стенка трубопровода» замыкается с помощью магнитных щеток (магнитопроводов).

При наличии несплошности металла или иного дефекта потери металла на пути движения дефектоскопа происходит изменение магнитной индукции вблизи дефекта и последующая регистрация этого изменения (рисунок 11).

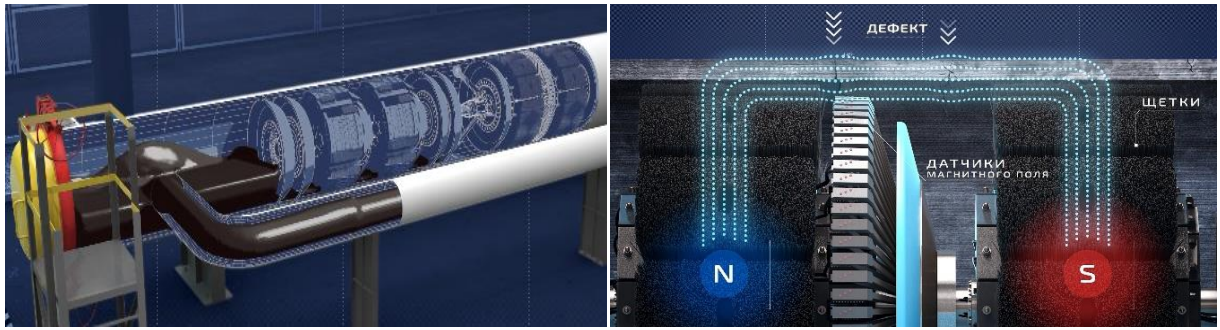


Рисунок 11 – Принцип работы магнитного дефектоскопа типа MFL

*На четвертом уровне* контроля производят обнаружение продольно-ориентированных трещиноподобных дефектов в основном теле трубы и в продольных сварных швах. Для данных целей применяют, например, ультразвуковой снаряд-дефектоскоп типа CD с наклонно расположенными в плоскости поперечного сечения трубы ультразвуковыми датчиками, магнитный снаряд-дефектоскоп поперечного намагничивания типа TFI.

Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFI) (рисунок 12) представляет собой автономную компьютерную диагностическую систему для обследования трубопроводов с использованием метода магнитной дефектоскопии с поперечным намагничиванием исследуемого участка.



Рисунок 12 – Магнитный дефектоскоп поперечного намагничивания (TFL) (НПЦ «ВТД») и МСК (АО «Транснефть - Диаскан»)



Качественное выявление дефектов, расположенных параллельно направлению движения транспортируемой продукции, обеспечивается при условии, что намагничивание трубопровода осуществляется в направлении, ортогональном плоскости расположения дефектов.

Для реализации этого принципа была разработана магнитная система, производящая намагничивание трубопроводы в поперечном по отношению к продольной оси направлении. Магнитная система включает в себя несколько секторов, которые образованы постоянными магнитами и гибкими магнитопроводами. Датчики измерения магнитной индукции располагаются в промежутках между металлическими щетками (рисунок 13).

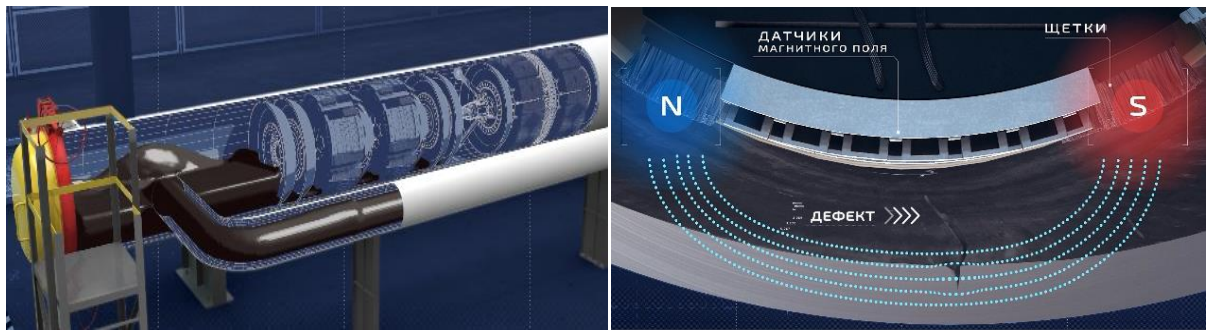


Рисунок 13 – Принцип работы магнитного дефектоскопа типа MFL

При наличии трещин или дефектов приводит изменение параметров магнитного поля вблизи дефекта, что и улавливается датчиками.

Как и в ультразвуковом методе, для технического диагностирования применяют комбинацию двух магнитных методов путем подключения секции с продольным (MFL) и поперечным (TFI) намагничиванием (рисунок 14).



Рисунок 14 – Комбинированный дефектоскоп (MFL+TFL)  
(АО «Транснефть-Диаскан»)

За счет применения как продольного, так и поперечного намагничивания снаряд-дефектоскоп позволяет более эффективно и точно обнаруживать различные типы дефектов, в том числе несанкционированные врезки и дефекты сварных швов.

Классификация современных дефектоскопов по уровням технического диагностирования довольно условна, поскольку данные снаряды-дефектоскопы позволяют обнаруживать несколько типов различно ориентированных дефектов и поэтому могут применяться на любом из уровней диагностики.

После пропуска внутритрубных снарядов-дефектоскопов производят обработку результатов диагностирования, определяют наиболее дефектные участки трубопровода, производят их шурфовку и, если необходимо, удаление изоляции с целью идентификации обнаруженных дефектов.

В зависимости от степени влияния дефекта на условия безопасной эксплуатации трубопровода производят ремонтные работы по установке композитных муфт или замене дефектного участка.

## 5 Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования

Главным направлением технической политики ПАО «Транснефть» в области обеспечения надежности и безопасности нефтепроводной системы стал системный, комплексный подход к вопросам диагностики и капитального ремонта, который позволяет значительно сократить затраты на поддержание нефтепроводной системы в рабочем состоянии, повысить эффективность ремонта и существенно снизить аварийность.

Также стоит отметить, что в рамках программы инновационного развития ПАО «Транснефть» на период 2017-2021 годы запланирована реализация следующих ключевых проектов:

- разработка комплекса высокоточных внутритрубных диагностических приборов для обеспечения надёжности объектов магистральных трубопроводов;
- разработка и внедрение системы мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов.

Стратегия выборочного ремонта магистральных нефтепроводов получила в настоящее время приоритетное развитие – в дополнение к технологии капитального ремонта со сплошной заменой труб и изоляции протяженными участками – и заключается в том, что по результатам диагностики целенаправленно ремонтируются только дефектные трубы или дефектные участки, что повышает эффективность ремонта.

					<b>Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода</b>			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>	<b>Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования</b>	<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Разраб.		Казак В. Д.						
Руковод.		Никulichиков А.В.					59	116
Консульт.						<b>ТПУ группа 2Б7Б</b>		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## 5.1 Характеристика объекта исследования

Нефтепровод «Х». Магистральный нефтепровод общей протяженностью в одностороннем исполнении составляет около 940 км. При этом рассматриваемый участок диаметром 1220 мм имеет протяженность около 200 км. Резервная нитка имеет диаметр 1020 мм, общую протяженность 117,9 км, Ø 1220 мм – 4,8 км. Нефтепровод проложен подземно с использованием прямошовных труб отечественного производства (ЧТПЗ, Новомосковский ТЗ, ОАО «ВМЗ»). Изоляция усиленного типа, битумная марки МБР-ИЛ-90 и нормального типа, битумная. Нефтепровод обслуживается: нефтеперекачивающей станцией (НПС). Привязка дефектов осуществляется не менее чем по двум маркерным пунктам, указанным в сертификатах на дефекты.

В период с ноября по декабрь 2019 года на исследуемом участке магистрального нефтепровода был осуществлён трехуровневый диагностический контроль нефтепроводов с использованием снаряда – профилемера, ультразвукового снаряда-дефектоскопа и магнитного дефектоскопа.

Для удаления со стенок нефтепровода загрязнений были пропущены очистные скребки с плоскими полиуретановыми очистными дисками и специальные скребки с металлическими щетками.

В результате диагностики было продиагностировано 70 % данного участка. Также по результатам диагностики были представлены следующие заключения: остаточный ресурс трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб  $\tau_{ост} = 3$  года; остаточный ресурс трубопровода с учетом общего коррозионно-эрозийного износа стенок  $T = 5$  лет.

					Определение наиболее эффективного метода технической	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

Сведения обо всех дефектах на исследуемом участке нефтепровода, по результатам пропуска дефектоскопов представлены на рисунке 15.

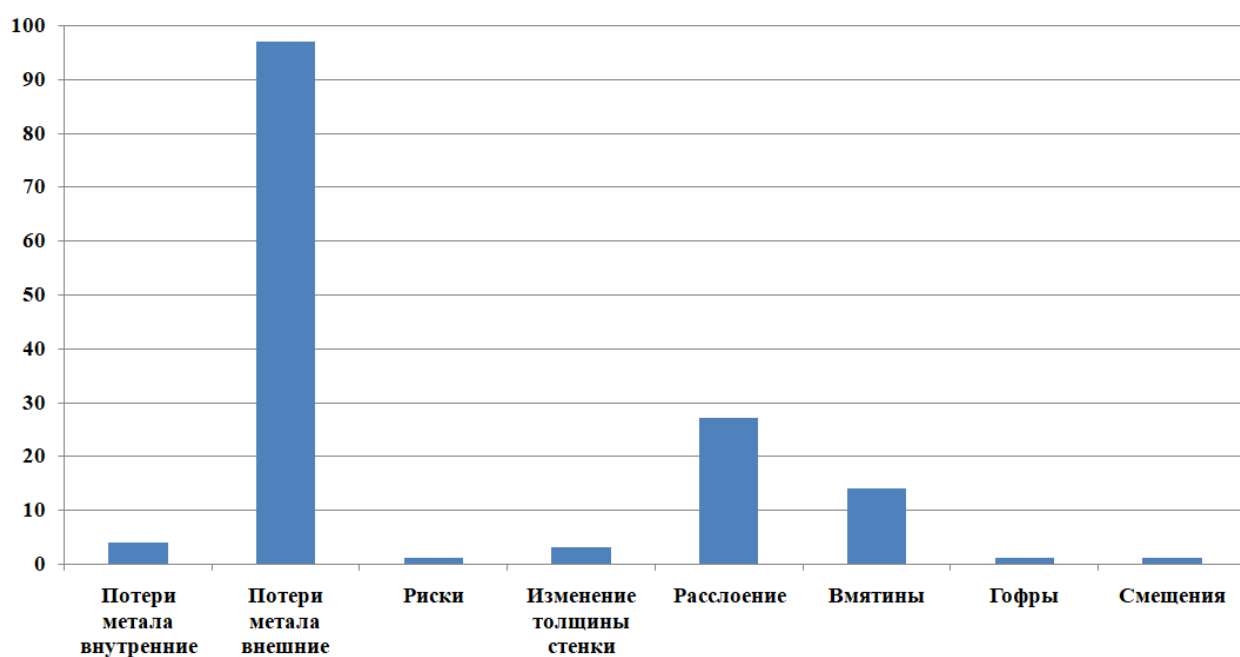


Рисунок 15 - Количество дефектов по типам от общего числа

## 5.2 Разработка 4-х уровневого метода диагностики магистрального нефтепровода

На сегодняшний день наиболее эффективным методом (системой) технической диагностики нефтепроводов, является четырёхуровневая система диагностики, но в перспективе возможно и 5-ти, 6-ти уровневая система по мере совершенствования диагностического оборудования.

Задачей данного раздела является разработка 4-х уровневой системы диагностики, для повторной технической диагностики объекта исследования с целью уточнения остаточного ресурса стенок трубопровода «Х».

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		61

Разработка и подбор диагностического оборудования будет проводиться в соответствии со следующей схемой (рисунок 16).

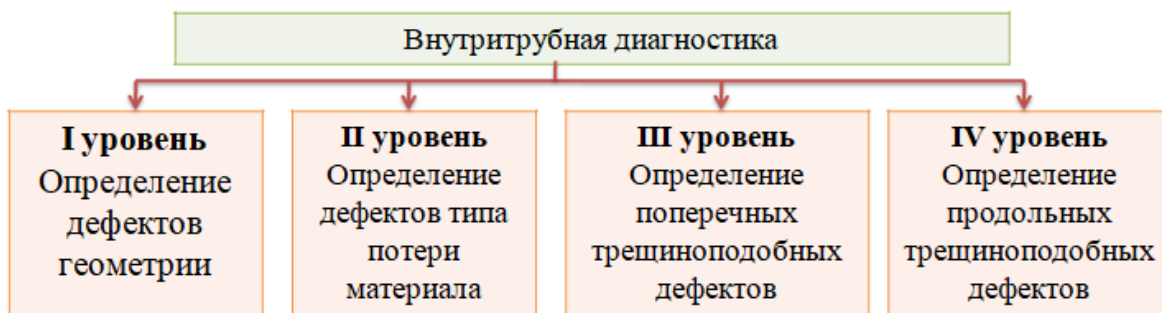


Рисунок 16 – Четырёхуровневая схема внутритрубной диагностики

Четырёхуровневая система диагностики дает возможность реализовать все принципиальные преимущества внутритрубной диагностики:

- исключить дорогостоящие периодические гидроиспытания путем их замены неразрушающими методами контроля;
- проводить обследование состояния нефтепровода без нарушения режима его нормальной эксплуатации;
- обнаруживать и определять геометрические параметры не только критических, но и потенциально опасных дефектов;
- количественно оценивать техническое состояние трубопровода на основе определения степени опасности дефектов по результатам расчетов дефектосодержащих участков на прочность и долговечность;
- осуществлять мониторинг трубопровода.

***Очистка полости трубопровода перед проведением обследования – 0 уровень.***

Очистка трубопровода перед проведением внутритрубной дефектоскопии – необходимый и важный этап, во многом определяющий качество дальнейшего обследования.

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		62

Очистка существенна для ультразвуковых снарядов, критичных к наличию отложений в трубопроводе, которые приводят к потере нормального ультразвукового контакта с внутренней поверхностью трубопровода - стабильного акустического контакта между пьезоэлектрическим преобразователем и внутренней стенкой трубы.

В процессе эксплуатации трубопровода на его внутренней стенке скапливаются различные отложения, выделяющиеся из переносимого продукта: в нефтепроводах это парафинистые отложения; в газопроводах - вязкие отложения; суспензии, окалина, конденсат; в водоводах - шлам, железо, марганец. Кроме того, возможно отложение на стенке трубопровода неоднородной смеси из гидрокиси железа и минеральных примесей (частицы ила, глинистый коллоид). Все это влияет на эффективность и точность ультразвуковой толщинометрии.

Подготовка внутренней поверхности стенки заключается в удалении отслоений, рыхлостей, отложений, сглаживании шероховатостей на поверхности.

Многочисленные способы обработки поверхности, используемые в промышленности, можно разделить на следующие группы: химические, физические, механические, комбинированные (таблица 4).

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		63

Таблица 4 – Сравнительная характеристика подготовки полости трубопровода для проведения внутритрубного контроля

Методы очистки	Характеристики методов очистки	
	положительные	отрицательные
Физический	Эффективны для очистки труднодоступных мест трубопроводов малого диаметра от металлических отложений	Трудоемкие и дорогостоящие
Химический	Не оказывают значительного влияния на изменение геометрических параметров поверхности	Энергоемкие, трудоемкие, в некоторых случаях представляют повышенную опасность, создают шум, загазованность рабочей зоны
Механический	Позволяют получить параметр шероховатости поверхности от 100 до 0,05 мкм;  Устраняет и локализуют на поверхности металла концентраторы напряжения в виде рисок, царапин, забоин, что повышает прочность металла и защищает его от коррозии, растрескивания.	Частое застревание скребков из-за постепенного наращивания выталкиваемой массы

**Заключение по 0-му уровню:**

Так как на дальнейших этапах диагностики будут использоваться снаряды ультразвуковые и магнитные, то данные методы чувствительны к внутренним отложениям на стенках трубы. На данном этапе целесообразно применение механического метода очистки, который эффективно очищает



внутреннюю поверхность трубопровода от парафинистых отложений и очищает стенки трубопровода от металлической стружки, рыхлостей, зачищает поверхность, тем самым подготавливая её к дальнейшему пуску дефектоскопических снарядов. Для очистки внутренних стенок нефтепровода выбираем очистной скребок «СКР4» производства компании «Транснефть-Диаскан».

Скребок «СКР4» соответствует требованиям ГОСТ 34181-2017, также соответствует типу перекачиваемой жидкости – нефть, наружному диаметру трубопровода  $D_n = 1220$  мм, давлению среды при эксплуатации  $P = 14$  МПа объекта исследования.

Таблица 5 – Основные технические данные очистного скребка «СКР4»

№	Параметры	Значения
1	Наружные диаметры трубопроводов $D_n$ , мм	152,4 - 1220
2	Минимальное проходное сечение трубопровода, мм	$0,85D_n$
3	Диапазон максимальных давлений среды при эксплуатации, МПа	8 - 14
4	Рабочий диапазон скорости, м/с	0,2-6
5	Температурный диапазон, °С	-15 - (+) 50



Рисунок 17 – Очистной скребок «СКР4»

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

Данный скребок предназначен для очистки внутренней поверхности трубопровода от парафинсодержащих, твёрдых и смолистых отложений, посторонних ферромагнитных предметов со стабильным уровнем качества очистки на всём протяжении очищаемого участка.

***Профилемеры – 1 уровень.***

Профилемеры предназначены для измерения внутреннего проходного сечения и радиусов поворота трубопровода, что необходимо для оценки возможности обследования нефтепровода более сложными дефектоскопами. Профилемер оснащен механическими рычажными датчиками, которые в процессе движения внутри трубопровода сканируют трубу и точно обнаруживают отклонения сечения трубы от окружности и различные сужения. Отклонения рычагов преобразуются в электрические сигналы и сохраняются в памяти прибора для дальнейшей обработки. Для записи пройденного расстояния и местоположения профилемер оснащен одометрической системой.

***Заключение по 1-му уровню:***

В качестве профилемера, подобран профилемер ПРН компании (АО «Транснефть-Диаскан»). Данный профилемер соответствует требованиям ГОСТ 34181-2017, также соответствует типу перекачиваемой жидкости – нефть, наружному диаметру трубопровода  $D_n = 1220$  мм, давлению среды при эксплуатации  $P = 14$  МПа объекта исследования. Профилемер ПРН обнаруживает дефекты типа: вмятина, овальность, гофры, радиусы изгибов и поворотов трубопровода, данные функции соответствуют типам дефектов, требуемые для выявления на 1-м уровне.

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		66

Таблица 6 – Основные технические данные профилемера «ПРН»

№	Параметры	Значения
1	Наружные диаметры трубопроводов $D_n$ , мм	152,4 - 1220
2	Минимальный радиус отвода, мм	$1,5D_n$
3	Максимальное давление при эксплуатации, МПа	14
4	Рабочий диапазон скорости, м/с	до 6
5	Температурный диапазон, °С	-15 - (+) 60
6	Среда эксплуатации	жидкость, газ
7	Максимальная длина обследуемого участка, км	350

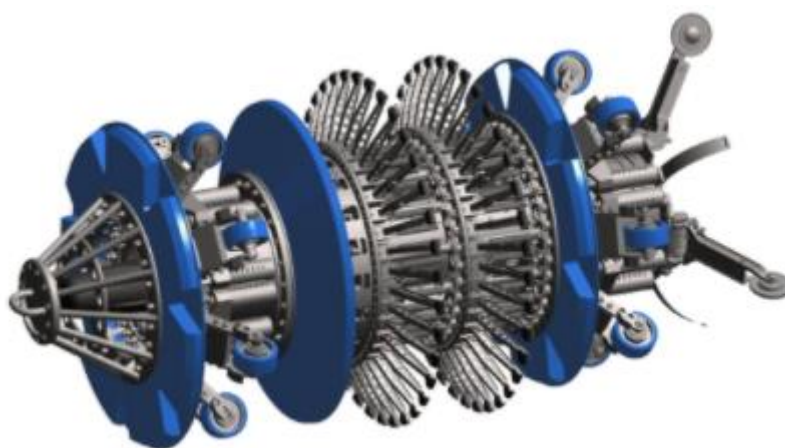


Рисунок 18 – Профилемер ПРН (АО «Транснефть-Диаскан»)

***Дефектоскоп ультразвуковой – 2 уровень.***

Внутритрубный ультразвуковой инспекционный снаряд серии УСК (WM) предназначен для оценки состояния стенки трубопровода методом ультразвукового сканирования. Принцип работы дефектоскопа основан на измерении времени прихода отраженных сигналов от внутренней и внешней поверхностей стенки трубы.

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

Ультразвуковой сигнал отражается также и от различных неоднородностей в толще металла стенки трубы, позволяя тем самым определять кроме наружных и внутренних потерь металла различного рода несплошности в металле трубы – расслоения, шлаковые и иные включения.

Ультразвуковые дефектоскопы состоят из двух модулей, связанных между собой шарнирным соединением. В модулях смонтированы: генератор ультразвуковых колебаний, устройство для приема отраженных ультразвуковых сигналов, микропроцессор, блок памяти, источники питания.

В передние и задние части каждого модуля предусмотрены уплотнительные манжеты, давление перекачиваемой жидкости на которые обеспечивает передвижение снаряда по трубе. Кроме того манжеты поддерживают необходимое расстояние между корпусом диагностического устройства и стенками трубы. Ультразвуковые датчики монтируются в задней части корпуса. Каждый блок датчиков подпружинивается.

***Заключение по 2-му уровню:***

В качестве ультразвукового дефектоскопа, подобран дефектоскоп серии УСК (WM) компании (АО «Транснефть-Диаскан»), он предназначен для неразрушающего контроля (толщинометрии) трубопроводов методом ультразвукового сканирования материала трубы при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта. Данный дефектоскоп соответствует требованиям ГОСТ 34181-2017, также соответствует типу перекачиваемой жидкости – нефть, наружному диаметру трубопровода  $D_n = 1220$  мм, давлению среды при эксплуатации  $P = 14$  МПа объекта исследования. Также данный дефектоскоп обнаруживает дефекты типа: коррозия, расслоение металла, риска, смещение кромок сварных швов, что соответствует типам дефектов, требуемые для выявления на 2-ом уровне.

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		68

Таблица 7 – Основные технические характеристики ультразвукового дефектоскопа серии УСК (WM)

№	Параметры	Значения
1	Наружные диаметры трубопроводов $D_n$ , мм	152,4 - 1220
2	Минимальный радиус отвода, мм	$1,5D_n - 3 D_n$
3	Максимальное давление при эксплуатации, МПа	14
4	Рабочий диапазон скорости, м/с	до 3,2
5	Температурный диапазон, °С	-15 - (+) 50
6	Среда эксплуатации	жидкость
7	Диапазон толщины стенки трубы, мм	4 - 29
8	Максимальная длина обследуемого участка, км	350



Рисунок 19 – Ультразвуковой дефектоскоп серии УСК (WM)  
(АО «Транснефть-Диаскан»)

***Магнитный снаряд типа MFL – 3 уровень.***

В газовой и нефтяной промышленности широко применяется внутритрубная магнитная дефектоскопия, которая основана на сравнении параметров магнитного поля в средах с разными магнитными характеристиками.

Внутритрубное устройство включает в себя постоянный магнит,

					Определение наиболее эффективного метода технической	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	диагностики для объекта исследования	69

который создает магнитный поток в продольном направлении вокруг всей окружности и через толщину стенки трубы. По мере перемещения устройства вдоль трубопровода, электромагнитное поле перемещается по стенке трубы. Поток остается в стенке трубы до тех пор, пока в ней не появится дефект. В месте дефекта по наружной или внутренней поверхности создается поле потока, лежащее снаружи стенки трубы. Искажение поля потоком индуцирует сигналы в одну или несколько групп катушек, расположенных между полюсами магнита и направленных вокруг окружности трубы. Полученный электрический сигнал и его положение относительно трубопровода, записывается на фотопленку. После этого проводится просмотр и распечатка показаний.

Таким образом, все магнитные методы, используемые для контроля состояния стенок магистральных трубопроводов, обычно сводятся к следующей последовательности действий:

- промагничивание стенки трубы в процессе движения прибора-дефектоскопа;
- съем информации с датчиков магнитного поля;
- накопление данных на борту дефектоскопа;
- анализ полученной информации в стационарных условиях, решение так называемой "обратной задачи", т.е. восстановление реальной картины аномалий стенки трубы по снятым магнитограммам.

***Заключение по 3-му уровню:***

В качестве магнитного дефектоскопа, подобран дефектоскоп серии МСК (MFL) компании (АО «Транснефть-Диаскан»), он предназначен для контроля трубопроводов методом определения утечки магнитного потока при продольном намагничивании в материале трубопровода и поперечных

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист 70
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		

сварных швах при движении дефектоскопа в потоке перекачиваемого продукта. Данный дефектоскоп соответствует требованиям ГОСТ 34181-2017, также соответствует типу перекачиваемой жидкости – нефть, наружному диаметру трубопровода  $D_n = 1220$  мм, давлению среды при эксплуатации  $P = 14$  МПа объекта исследования. Также данный дефектоскоп обнаруживает дефекты типа: питтинговая коррозия, трещиноподобные дефекты в поперечных сварных швах и в теле трубы, риски, что соответствует типам дефектов, требуемые для выявления на 3-ом уровне.

Таблица 8 – Основные технические характеристики магнитного дефектоскопа серии МСК (MFL)

№	Параметры	Значения
1	Наружные диаметры трубопроводов $D_n$ , мм	152,4 - 1220
2	Минимальный радиус отвода, мм	$1,5D_n - 3 D_n$
3	Максимальное давление при эксплуатации, МПа	14
4	Рабочий диапазон скорости, м/с	до 4
5	Температурный диапазон, °С	-15 - (+) 60
6	Среда эксплуатации	жидкость, газ
7	Диапазон толщины стенки трубы, мм	4 - 29
8	Максимальная длина обследуемого участка, км	350

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист 71
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		



Рисунок 20 – Магнитный дефектоскоп серии МСК (MFL)  
(АО «Транснефть-Диаскан»)

**4 уровень.**

Выход на передний план аварийности по причине дефектов в стыковых и заводских швах трубопроводов потребовал создания диагностического оборудования, которое с достаточно высокой точностью могло бы определять трещины и трещиноподобные дефекты в продольных и поперечных сварных швах, а также трещины продольной и поперечной ориентации в стенке трубы. Эти снаряды образуют IV уровень диагностического контроля.

Оценка возможностей различных видов неразрушающего контроля показала, что наиболее полное решение задачи определения указанных дефектов обеспечивает ультразвуковой метод. Этот метод прямого измерения позволяет достичь точности измерения дефектов, необходимой для достоверной расчетной оценки их опасности.

Проведём сравнение возможностей дефектоскопов по обнаружению дефектов трубопроводов и на этом основании выберем дефектоскоп, который будем использовать на 4-м уровне диагностики.

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		72



Таблица 9 - Сравнение возможностей дефектоскопов по обнаружению особенностей (дефектов) трубопровода.

Наименование особенности	Ультразвуковой дефектоскоп WM	Магнитный дефектоскоп MFL
<b>Нарушение геометрии трубы:</b>		да*
Вмятина	да	да*
Гофра	да	нет
Овальность	нет	
<b>Внутривальные дефекты:</b>		
Расслоение	да	нет
Расслоение с выходом на поверхность трубы, в том числе "плёны", "закаты"	да	да
Наклонное расслоение	да	нет
Расслоение, примыкающее к сварным швам	да	нет
Включение	да	нет
<b>Потери металла (внешние и внутренние):</b>		
Питтинговая коррозия (длина и ширина коррозии меньше трех номинальных толщин стенки трубы)	да (затруднена интерпретация дефекта)	да
Общая коррозия (длина и ширина коррозии больше трех номинальных толщин стенки трубы)	да	да
Протяженные потери металла с гладким профилем	да	нет
Потери металла на вмятинах, гофрах	да (на вмятинах с плоской вершиной)	да
Риска, расположенная вдоль оси трубы	да	нет
Риска, расположенная наклонно к оси трубы	да	да
<b>Дефекты сварных швов:</b>		
Поперечных	нет	да
Продольных	нет	нет
*особенность может быть не обнаружена в районе поперечного шва или если она имеет гладкий профиль		

Таблица 10 - Сравнение возможностей дефектоскопов по обнаружению особенностей (особенности, связанные с ремонтом трубопровода) трубопровода.

Наименование особенности	Ультразвуковой дефектоскоп WM	Магнитный дефектоскоп MFL
Приварная муфта	да	да
Неприварная муфта	нет	да
Заплата	да	да
<b>Трубная арматура:</b>		
Задвижка	да	да
Тройник (отвод)	да	да
Вантуз	да	да
Сварное присоединение	да	да
Кожух	нет	да
Приемлемость точности определения размеров дефектов для прочностных расчетов по методу точной площади	+	-
*особенность может быть не обнаружена в районе поперечного шва или если она имеет гладкий профиль		

#### **Заключение по 4-му уровню:**

По результатам сравнительного анализа возможностей магнитного и ультразвукового дефектоскопов можно сделать вывод, что наиболее эффективный дефектоскоп, используемый на 4-м уровне будет ультразвуковой дефектоскоп (CD), так как 4-й уровень диагностики является последним уровнем, то на заключительном этапе требуется обнаружить максимально возможные типы дефектов. Из таблицы 9 видно, что наиболее продуктивным и эффективным будет ультразвуковой дефектоскоп.

Также стоит отметить некоторые преимущества ультразвукового дефектоскопа, а именно точность выявления дефектов в стенках трубопроводов, особенно коррозионных трещин, вызванных возникающими в стенках напряжениями, весьма высока – до (+/-) 20 см в продольном

направлении, причем точность определения размеров продольных дефектов зависит от скорости перемещения устройства в трубопроводе. При оптимальной скорости перемещения 1 м/с инструмент способен детектировать трещины или царапины длиной минимум 30 мм, при скорости перемещения 2 м/с выявляются трещины и царапины минимальной длиной 60 мм. Устройство способно выявлять трещины глубиной до 1 мм и менее.

Ультразвуковой дефектоскоп (CD) дает возможность выявлять не только коррозионные дефекты в металле труб, но и трещины в продольных сварных швах, царапины и углубления в теле труб, возникшие при их изготовлении, транспортировке и складировании. Такая высокая достоверность информации дает возможность отказаться от гидростатических испытаний трубопроводов, так как заблаговременно выявляются скрытые дефекты, особенно продольные, которые могут серьезно ослабить прочностные характеристики даже новых трубопроводов и могли бы проявиться в результате таких испытаний.

Таким образом, в качестве заключительного дефектоскопа, подобран ультразвуковой дефектоскоп (CD) компании (АО «Транснефть-Диаскан»), он предназначен для выявления произвольно ориентированных дефектов в стенке трубы и сварных швах (продольных, поперечных), используются две ультразвуковые измерительные системы высокого разрешения. Данный дефектоскоп соответствует требованиям ГОСТ 34181-2017, также соответствует типу перекачиваемой жидкости – нефть, наружному диаметру трубопровода  $D_n = 1220$  мм, давлению среды при эксплуатации  $P = 14$  МПа объекта исследования. Также данный дефектоскоп обнаруживает дефекты требуемые для выявления на 4-ом уровне (см. таблица 9).

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		75

Таблица 11 – Основные технические характеристики ультразвукового дефектоскопа (CD)

№	Параметры	Значения
1	Наружные диаметры трубопроводов $D_n$ , мм	508 - 1220
2	Минимальный радиус отвода, мм	$3D_n$
3	Максимальное давление при эксплуатации, МПа	14
4	Рабочий диапазон скорости, м/с	до 3,2
5	Температурный диапазон, °С	-15 - (+) 50
6	Среда эксплуатации	жидкость
7	Диапазон толщины стенки трубы, мм	8 - 29
8	Максимальная длина обследуемого участка, км	200



Рисунок 20 – Ультразвуковой дефектоскоп (CD)  
(АО «Транснефть-Диаскан»)

**Вывод к разделу:**

В результате исследовательской работы были рассмотрены и подобраны по каталогу оборудования компании «Диаскан» дефектоскопы для каждого уровня диагностики, разрабатываемой схемы – методики повторной технической диагностики для объекта исследования, в

соответствии с ГОСТ 34181-2017 и требуемой выявляемости дефектов на каждом уровне диагностики. Дефектоскопы подбирались по следующим параметрам объекта исследования: типа перекачиваемой жидкости, наружной диаметра трубопровода, рабочего давления, протяжённости обследуемого участка.

Таким образом, получаем схему-метод технической диагностики для объекта исследования:

Таблица 12 – Четырёхуровневая система диагностики

Уровень	Проводимые мероприятия	Очистной скребок
0 уровень	очистка полости трубопровода	Очистной скребок типа СКР4 («Диаскан»)

Уровень	Метод диагностики	Диагностический снаряд	Обнаруживаемые дефекты
I уровень	снаряд-профилемер	Профилемер ПРН («Диаскан»)	Дефекты геометрии (вмятины, гофры и тд.)
II уровень	ультразвуковой	Ультразвуковой дефектоскоп серии УСК (WM) («Диаскан»)	Расслоение и потеря металла
III уровень	магнитный	Магнитный дефектоскоп серии МСК (MFL) («Диаскан»)	Трещины в поперечных швах
IV уровень	ультразвуковой	Ультразвуковой дефектоскоп (CD) («Диаскан»)	Трещины в продольных швах

### 5.3 Определение экономической эффективности проведения технического диагностирования

В выпускной квалификационной работе был проведен технико-экономический расчет проведения дефектоскопических работ с использованием бесконтактного магнитометрического метода неразрушающего контроля.

Для обоснования эффективности проведения диагностики технического состояния промышленных трубопроводов был проведен экономический расчет двух моделированных ситуаций:

- При диагностировании промышленного нефтепровода с последующей вырезкой дефектного участка общая сумма затрат составила 5534,8 тыс. руб.
- При проведении мероприятий по ликвидации последствий аварийного разлива нефти с дальнейшей заменой дефектного участка нефтепровода общая стоимость производства работ составила 9589,1 тыс. руб.

Расчет выполнен с учетом реальной стоимости используемого оборудования и актуальных тарифных ставок при расчетах оплаты труда.

$$\Delta P = 9589,1 - 5534,8 = 4054,3 \text{ тыс. руб.} \approx 4,1 \text{ млн. руб.}$$

Сокращение затрат при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промышленного нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки составило 4,1 млн. руб., что говорит о целесообразности применения методов неразрушающего контроля нефтепроводов.

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		78

Подробные расчеты по данному пункту смотреть в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

					Определение наиболее эффективного метода технической диагностики для объекта исследования	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		79

## 6 Социальная ответственность

### 6.1 Характеристика объекта исследования

Целью данной ВКР, является анализ и выявления наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода, соответственно в рамках раздела «Социальная ответственность» объектом повышенной опасности является нефтепровод, который подвергается технической диагностике, проверяется на наличие дефектов конструкции и целостности трубопровода в полевых условиях.

Опасными производственными объектами являются предприятия указанные в приложении к Федеральному закону от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

На данных объектах:

- получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, – транспортируются, уничтожаются опасные вещества следующих видов: воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, взрывчатые, токсические, высокотоксические вещества;
- используется оборудование, работающее под избыточным давлением – более 0,07 МПа: пара, газа (в газообразном, сжиженном состоянии); воды при температуре нагрева более 115 °С;
- иных жидкостей при температуре, превышающей температуру их кипения при избыточном давлении 0,07 МПа; используются стационарно установленные грузоподъемные – механизмы. [12]

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода			
Разраб.		Казак В.Д.			<b>Социальная ответственность</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Никульчиков А.В.					80	116
Консульт.		Фех А.И.				ТПУ группа 2Б7Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



При эксплуатации нефтепровода определяются требования по охране труда, следующими законами: «Закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Трудового кодекса РФ раздел об основах охраны труда». Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» нефтепроводы, относятся к опасным производственным объектам.

Магистральные нефтепроводы (нефтепродуктопроводы), с входящим в состав оборудованием являются объектами повышенной опасности, повреждение которых ставит под угрозу безопасность населения, может привести к возникновению пожаров, загрязнению рек и окружающей среды. В процессе проведения технической диагностики нефтепровода высока опасность негативного воздействия нефти и её паров на организм человека, также данная работа характеризуется высокой взрывопожароопасностью.

## **6.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **6.2.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

В соответствии с законодательством на работах с вредными и опасными условиями труда, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу СИЗ (спецодежды, спецобуви и др.) или выше этих норм [14]. Рабочие, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в сроки, установлен Минздравом РФ [15].

Все лица, находящиеся на рабочей смене, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Работодатель должен обеспечить работников санитарно-бытовыми

					<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		

помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева).

В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты; продолжительность смены; количество смен; часы начала и окончания смены; внутрисменные перерывы на отдых; перерывы на приём пищи. При работе в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды.

В соответствии с положениями Трудового кодекса РФ в отношении работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, организация выделяет компенсационные меры, направленные на ослабление негативного воздействия на здоровье вредных и опасных факторов производственной среды.

Для молодых рабочих, поступающих на предприятие, в организацию по окончании общеобразовательных школ, профессионально-технических учебных заведений, а также прошедших профессиональное обучение на производстве, могут утверждаться пониженные нормы выработки. Эти нормы утверждаются администрацией предприятия. Заработная плата работникам моложе восемнадцати лет при сокращенной продолжительности ежедневной работы выплачивается в таком же размере, как работникам соответствующих категорий при полной продолжительности ежедневной работы [17].

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		82

Все работники подлежат обязательному государственному социальному страхованию. Работники, а в соответствующих случаях и члены их семей обеспечиваются за счет средств государственного социального страхования:

- пособиями по временной нетрудоспособности;
- пособиями при рождении ребенка;
- пособиями по уходу за ребенком до достижения им возраста полутора лет;
- пенсиями по старости, по инвалидности и по случаю потери кормильца, а некоторые категории работников - также пенсиями за выслугу лет.

В случае смерти работника или члена его семьи за счет средств государственного социального страхования выдается пособие на погребение.

Пенсия по старости устанавливается работникам на общих основаниях: мужчинам - по достижении 60 лет и при общем трудовом стаже не менее 25 лет, женщинам - по достижении 55 лет и при общем трудовом стаже не менее 20 лет. Размер пенсии по старости составляет от 55 до 75 процентов заработка в зависимости от продолжительности трудового стажа.

Согласно новым положениям о пенсионном возрасте планируется поэтапно в течение длительного переходного периода, который составит 10 лет — с 2019 по 2028 год. По итогу пенсионный возраст в России будет повышен на 5 лет: до 60 лет — для женщин, до 65 лет — для мужчин.

### **6.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		83

пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон.

На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складировемыми материалами и конструкциями.

Участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток должны быть освещены в соответствии с нормами. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих [18].

Применяемые при производстве работ машины, оборудование по своим техническим характеристикам должны соответствовать условиям безопасного выполнения работ.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи.

В соответствии с законодательством работодатель обязан

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		84

организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве [19]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

### **6.3 Производственная безопасность**

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

Опасный производственный фактор – это фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Вредный производственный фактор – фактор среды и трудового процесса, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности. Определенные условия – это интенсивность, длительность, тяжесть, напряженность и другие неблагоприятные условия труда.

Перечень опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть, вовремя технической диагностики магистрального нефтепровода, представлены в таблице 13.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		85

Таблица 13 – Перечень опасных и вредных факторов

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Этапы работ		Нормативные документы
Вредные	Опасные	Визуальный осмотр нефтепровода	Работа с дефектоскопом	
	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.0.002-88[20]
	Пожаровзрывобезопасность	+	+	ГОСТ 12.1.010 –76 ССБТ [21]
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны		+	+	СанПиН 1.2.3685–21[22]
Превышение уровней шумов		+		ГОСТ 12.1.003 – 2014 [23]
Превышение уровней вибрации		+		ГОСТ 12.1.012 – 2004 ССБТ [24]
Недостаточная освещённость рабочей зоны		+	+	СанПиН 1.2.3685–21[22]
	Утечки токсичных и вредных веществ	+	+	ГОСТ 12.1.007–76 [25]
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		+	+	ГОСТ 12.1.008 –76 ССБТ [26]

### 6.3.1 Анализ вредных производственных факторов

#### 1. Превышение уровней шума

Превышение уровней шума возможно при работе экскаватора и другой спецтехники.

Воздействие шума приводит к снижению внимания и увеличению ошибок, при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [32] для рабочего места (в полевых условиях) устанавливается эквивалентный уровень звука равный 80дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

#### 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов [32].

#### 3. Превышение уровня вибрации.

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент),

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		87

для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Для санитарного нормирования и контроля, используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [24].

#### *4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.*

Постоянное отклонение метеоусловий на рабочем месте от нормальных параметров приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанным с ними негативным последствиям:

- при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, резкой слабости, головокружению, появлению судорог, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара;
- при переохлаждении возникают простудные заболевания, хронические воспаления суставов, мышц и др.

Работы ведутся в различных погодных условиях от минус 45°С до плюс 40°С.

#### *5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.*

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся и в летний период.

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		88



*6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.*

Движение машин происходит при перевозке месту работ и обратно. Основными причинами опасностей, аварий и несчастных случаев, связанных с эксплуатацией транспортных средств является нарушение требований правил дорожного движения на улицах и дорогах, а также во всех местах, где возможно движение транспортных средств, например, внутризаводские территории.

*7. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.*

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующие диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м<sup>3</sup>; ВКПР – 195000 мг/м<sup>3</sup>[21].

*8. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.*

При ремонте НП возникает утечка нефти из трубопровода. Нефть относится к 3-му классу опасности. В таблице 14 представлены показатели вредных веществ.

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		89

Таблица 14 – Нормы показателей вредных веществ

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м	Менее 0,1	0,1-1,1	1,1-10,0	Более 10,0
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м	Менее 500	500-5 000	5 001- 50 000	Более 50 000

### 6.3.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

#### 1. Превышение уровней шума.

Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

#### 2. Превышение уровня вибрации.

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. Средствами индивидуальной защиты считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и

некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

*3. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.*

Работающие на открытой территории в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. К СИЗ относятся: специальная теплая одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, лица и глаз [28].

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны» [28] при определенной температуре воздуха и скорости ветра работы приостанавливаются таблица 15.

Таблица 15

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

*4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.*

Места неблагоприятные по клещевому энцефалиту (КЭ), определяются местными Центрами Госсанэпиднадзора. Территория Томской

области считается неблагополучной по КЭ.

Нападение клещей-переносчиков возбудителей КЭ возможно в весенне-летний период, при среднесуточной температуре +3°. В условиях Томской области это с начала апреля по октябрь месяцы. Наибольший риск нападения клещей в месяцах мае и июне. К СИЗ относятся: сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники, перчатки и другие виды одежды, которые предотвращают возможность воздействия насекомых с кожей человека [17].

#### *5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.*

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

#### *6. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу.*

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков. Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов. Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».

Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		92

менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.).

#### **6.4 Экологическая безопасность**

При транспортировке нефти по нефтепроводу необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы.

*Атмосфера.* Случаи отравления парами нефтепродуктов достаточно редки. Но взаимодействие летучих углеводородов, входящих в состав нефти и нефтепродуктов, окислов азота и ультрафиолетового излучения приводит к образованию смога. В таких случаях количество пострадавших может составлять тысячи человек. Особую опасность представляет загрязнение воздуха вблизи населенных пунктов. В этих случаях возможность наложения или аккумуляции различных загрязнений значительно усугубляет характер последствий. Также загрязнение воздуха может привести к угнетению растительного покрова.

*Литосфера.* Нефть не образует больших растеканий по поверхности почвы. Определенную опасность представляет вариант загорания пропитанных нефтью и нефтепродуктами грунтов. Основные экологические проблемы при попадании нефти на землю связаны с грунтовыми водами. После просачивания до их поверхности, нефть и нефтепродукты начинают образовывать плавающие на воде линзы. Эти линзы могут мигрировать, вызывая загрязнение водозаборов, поверхностных вод.

*Гидросфера.* Нефть, разлитая в реке, представляет собой, куда большую опасность, чем нефть, разлитая на суше. Нефть влияет на структуру экосистемы животных организмов. При нефтяном загрязнении изменяется соотношение видов и уменьшается их разнообразие. Поскольку на воде

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		93

нефтяное пятно может расплзтись на сотни миль и превратиться в тончайшую масляную пленку, которая покрывает даже берега. Такое развитие событий может привести к гибели птиц, млекопитающих и других организмов. Нефтяные пятна на земле достаточно легко устранимы, поскольку вокруг пятна можно быстро насыпать вал.

Нормативный документ СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 устанавливает рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов, транспортирующих нефть, до объектов застройки таблица 16 [31].

Таблица 16

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб в мм			
	до 300 мм	300 – 600 мм	600 – 1000 мм	1000 – 1400 мм
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

Согласно федеральному закону от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021) "Об охране окружающей среды", эксплуатирующая организация при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов обязана:

- обеспечить оповещение о факте разлива нефти и нефтепродуктов федеральные органы исполнительной власти;
- обеспечить организацию и проведение работ по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;
- обратиться в федеральные органы исполнительной власти, для привлечения дополнительных сил и средств в целях осуществления

мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в случае, если разлив нефти и нефтепродуктов не может быть устранен силами аварийно-спасательных служб;

- провести после ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов рекультивационные и иные восстановительные работы;
- возместить в полном объеме вред, причиненный окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан [31].

### **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Аварии, возникающие на нефтепроводе, приводят к чрезвычайным ситуациям, так как в результате разлива нефти возможен пожар, разрушение сооружения, гибель людей, загрязнение окружающей среды.

ЧС, вызванные авариями на нефтепроводах, могут сопровождаться одним или несколькими следующими событиями:

- смертельными случаями;
- травмированием с потерей трудоспособности или групповым травматизмом;
- воспламенением нефти или взрывом его паров;
- утечкой транспортируемой нефти в количестве более 1 т.

Нарушение исправного состояния нефтепровода, приведшее к безвозвратным потерям нефти в окружающей природной среде в количестве 1 т и менее, классифицируется как повреждение.

Наиболее характерной ЧС является экологическое загрязнение окружающей среды.

Предупреждение аварий с разливов нефти достигается комплексом превентивных мероприятий, а именно:

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
						95
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		

- создание собственных формирований или заключение договоров с профессиональными аварийно-спасательными формированиями (службами);
- обучение работников способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях, связанных с разливами нефти и нефтепродуктов;
- разработка декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов;
- создание и поддержание в готовности системы обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов, а также системы связи и оповещения;
- проверка работоспособности автоматических систем обнаружения и оповещения о возникновении аварии на объектах;
- контроль за выполнением правил противопожарной безопасности;
- защита персонала и населения: организация системы оповещения, запас индивидуальных средств защиты, планирование проведения эвакуации.

### **Заключение по разделу «Социальная ответственность».**

В результате выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотренные следующие пункты «Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности», «Производственная безопасность», «Экологическая безопасность», «Безопасность в ЧС». Изучение и разработка данных пунктов важна, как для общества в целом, так для самого работника (будущего инженера) проводящего техническую диагностику нефтепровода, ведь нефтепровод является объектом повышенной опасности.

Таким образом, при транспортировке нефти по нефтепроводу необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды,

					<b>Социальная ответственность</b>	<b>Лист</b>
						96
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дат.</b>		



установленные законодательством по охране природы.

Работник, выполняющий диагностирование нефтепровода подвержен вредным и опасным производственным факторам, которые могут при несоблюдении техники безопасности нанести вред человеку, поэтому в соответствии с [14], работодатель обязан обеспечить работника средствами индивидуальной защиты для минимизации воздействию данных факторов.

Также немаловажным социальным аспектом, является правовая часть. Одним из важных документов регулирующих данный аспект является Трудовой кодекс РФ. Данный документ гарантирует рабочему ежегодный оплачиваемый отпуск в размере 28 календарных дней, также регулирует режим рабочего времени, продолжительность ежедневной работы, перерывы для отдыха и питания, оплату и нормирования труда.

Подводя итоги, стоит отметить, что данный раздел является важной частью ВКР для будущего инженера нефтегазовой отрасли. В процессе своей дальнейшей трудовой деятельности, специалисты нефтегазовой отрасли должны знать свои права, а также понимать ответственность работы на объектах повышенной опасности и не допускать возникновения ЧС экологического характера, связанных с разливом нефтепродуктов.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		97

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### Введение

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации разветвленной системы промысловых трубопроводов является первоочередной задачей для нефтегазовых предприятий. Своевременное проведение мониторинга текущего технического состояния трубопроводов позволяет обнаруживать зарождающиеся и развивающиеся дефекты стенки трубопровода, определять остаточный ресурс трубопровода, тем самым предотвращать возникновение аварийных ситуаций и инцидентов, а также уменьшать затраты на ликвидацию последствий аварий.

Для определения эффективности проведения диагностирования технического состояния промысловых трубопроводов выполним сравнение затрат на осуществление двух моделированных ситуаций:

1. На участке нефтепровода диаметром 219 мм, толщиной стенки 8 мм и длиной 2 км проведено диагностирование технического состояния бесконтактным магнитометрическим методом, по результатам которого был определен и идентифицирован участок с критическим дефектом, что позволило избежать аварийной ситуации. В последствии была произведена остановка перекачки нефти, выполнен ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены.

2. На промысловом нефтепроводе диаметром 219 мм и толщиной стенки 8 мм не проводилось техническое диагностирование. Критический дефект на внутренней полости трубопровода привел к возникновению

					<i>Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>	<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Казак В. Д.</i>					98	116	
<i>Руковод.</i>	<i>Никульчиков А.В.</i>							
<i>Консульт.</i>	<i>Клемашева Е.И.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>				<b>ТПУ группа 2Б7Б</b>			

аварийной ситуации с выходом нефти на поверхность в объеме 11 тонн и загрязнением почвы, водных объектов и атмосферы. Эксплуатирующим предприятием был проведен комплекс работ по локализации и ликвидации последствий аварийного разлива нефти, а также ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены.

Рассчитаем сокращение затрат при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промыслового нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки.

### 7.1 Расчет затрат при проведении технического диагностирования

Для проведения магнитометрического контроля эксплуатируемого нефтепровода необходима специальное сканирующее устройство, в основе которой лежит измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12.

Рассмотрим затраты, необходимые на покупку диагностического оборудования (таблица 17).

Таблица 17 – Затраты на приобретение диагностического оборудования

№ п/п	Наименование	Общее количество	Цена, руб.
1	Измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12	1	350000
2	Вспомогательные элементы сканирующей системы	комплект	50000
3	Персональный компьютер	1	50000
4	Прочие прямые расходы (ПО)	1	20000
5	<b>Итого</b>		<b>470000</b>

Таблица 18 – Амортизационные отчисления

№ п/п	Наименование	Норма амортизации	Амортизационные отчисления, руб
1	Измеритель концентрации напряжений ИКН-3М-12	20%	70000
2	Вспомогательные элементы сканирующей системы	20%	10000
3	Персональный компьютер	50%	25000
4	<b>Итого</b>		<b>105000</b>

$$Z_{ам} = 105000 \text{ руб.}$$

Контроль проводится двумя специалистами неразрушающего контроля 2 уровня. Зарплата производителям работ рассчитывается в соответствии с актуальными тарифными ставками, продолжительностью работ, а также дополнительными надбавками (таблица 19).

Таблица 19 – Надбавки и доплаты к заработной плате

№ п/п	Наименование надбавки	Коэффициент
1	Районный коэффициент	1,5
2	Доплата за вредные условия труда	1,1
3	Доплата за вахтовый метод работы	1,25
4	Доплата за время нахождения в пути	1,1

Тарифная ставка специалиста неразрушающего контроля 2 уровня:

$$T_{ч} = 140 \text{ руб/час.}$$

Продолжительность проведения контроля магнитометрическим методом участка промышленного нефтепровода при скорости движения

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		100

сканирующего устройства 1 км/ч составляет 2 часа.

Продолжительность этапов диагностических работ приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Продолжительность проведения диагностических работ

№ п/п	Наименование этапа	Единицы измерения	Количество
1	1.Подготовительные мероприятия	Час.	1
2	2.Проведение контроля	Час.	2
3	3.Обработка полученных результатов	Час.	2
4	4.Расшифровка магнитограммы	Час.	3
5	5.Определениеместоположения дефектных участков	Час.	2
6	<b>Итого</b>	Час.	<b>10</b>

1) Выполним расчет заработной платы специалистов НК по формуле:

$$Z_{пч} = T_{ч} * RK * ДВ * ВП * ВР;$$

где  $T_{ч}$  – часовая тарифная ставка;

$RK$  – районный коэффициент;

$ДВ$  – доплата за вредные условия труда;

$ВП$  – доплата за время нахождения в пути;

$ВР$  – доплата за вахтовый метод работы.

$$Z_{пч} = 140 * 1,5 * 1,1 * 1,1 * 1,25 = 317,6 \frac{\text{руб}}{\text{час}}.$$

При суммарной продолжительности диагностических работ  $T=10$ ч. И

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		101

количестве рабочих  $q = 2$  стоимость проведения контроля составит:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{пч}} * T * q = 317,6 * 10 * 2 = 6352 \text{ руб.}$$

2) С учетом затрат на приобретение дефектоскопического оборудования суммарные затраты на диагностирование участка нефтепровода составят:

$$Z_{\text{общ}} = 6352 + 470000 = 476352 \text{ руб.}$$

3) Вычислим страховые взносы. На 2021 год при страховых взносов плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 22% в Пенсионный Фонд;
- 2,9% в Фонд социального страхования;
- 5,1% в Фонд медицинского страхования;
- 7,4% отчисления на травматизм.

Итого страховые взносы составляют: 37,4%.

4) Согласно рассчитанному значению стоимости проведения контроля, определим общие отчисления во внебюджетные фонды:

$$Z_{\text{СВ}} = 6352 * 0,374 = 2375,7 \text{ руб.}$$

Расчет общей стоимости проведения дефектоскопических работ бесконтактным магнитометрическим методом представлена в таблице 21.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		102

Таблица 21 – Общая сумма затрат на проведение дефектоскопических работ

№ п/п	Наименование этапа производства работ	Стоимость, руб.	Удельный вес, %
1	Амортизационные отчисления	105000	17,5
2	Затраты на оплату труда	6352	1,1
3	Страховые взносы	2375,7	0,4
4	Непредвиденные расходы	17167,7	2,9
5	<b>Итого</b>	<b>600895,4</b>	<b>100</b>

### 7.2 Расчет затрат на ремонт дефектного участка методом вырезки катушки и ее замены

Проведение вырезки дефектного участка трубопровода и ее замены подразумевает несколько основных этапов:

- Земляные работы;
- Очистка участка трубопровода от изоляции;
- Идентификация дефектов и определение их параметров;
- Вырезка дефектного участка;
- Установка герметизаторов типа Кайман или ПЗУ;
- Врезка катушки;
- Контроль сварных швов методами неразрушающего контроля;
- Земляные работы.

Полагаясь на опыт предприятий по проведению замены дефектного участка, примем общую продолжительность всех этапов равной двум 8-часовым рабочим сменам.

- 1) Вычислим затраты на приобретение необходимого для ремонта оборудования (таблица 22).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		103

Таблица 22 – Затраты на приобретение оборудования для производства ремонтных работ

№ п/п	Наименование	Марка	Кол- во	Цена единицы, тыс. руб.	Расходы на транспорт и монтаж, руб.	Полная стоимость, тыс. руб.
1	Бульдозер	Komatsu D3E- 12	1	8800	600	9400
2	Экскаватор	Daewoo SOLAR L 180W-V	1	5500	390	5890
3	Сварочная машина	Lincoln Electric Inverter V350- PRO	1	465	31	496
4	Самосвал	Урал 5557-612174	1	3800	250	4050
5	Вахтовая машина	Урал 4320	1	2800	200	3000
6	Трал	КРАЗ 6443-08002	1	2100	150	2250
7	Трубоискатель	ТИ-12	1	200	15	215
8	Ручная шлифовальная машина		1	13	1	14
	<b>Итого:</b>					<b>25315</b>

2) Рассчитаем амортизационные отчисления для ремонта дефектного участка в соответствии с нормами амортизации оборудования (таблица 23).



Таблица 23 – Расчет амортизационных отчислений для производства ремонтных работ

№ п/п	Наименование	Марка	Кол- во	Полная стоимость, тыс. руб.	Норма аморти-и, %	Сумма аморти-и, тыс. руб.
1	Бульдозер	Komatsu D3E- 12	1	9400	20	1800
2	Экскаватор	DaewooSO LAR L 180W-V	1	5890	20	1178
3	Сварочная машина	LincolnElectric Inverter V350- PRO	1	496	20	99,2
4	Самосвал	Урал 5557-612174	1	4050	20	810
5	Вахтовая машина	Урал 4320	1	3000	20	600
6	Трал	КРАЗ 6443-08002	1	2250	20	450
7	Трубоискатель	ТИ-12	1	215	10	21,5
8	Ручная шлифовальная машина		1	14	10	1,4
9	<b>Итого:</b>		<b>8</b>	<b>25315</b>		<b>5040,1</b>

3) Произведем расчет заработной платы (ЗП) участников ремонтных работ. В расчетах учтены следующие факторы:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		105

- Почасовая тарифная ставка соответствует профессии рабочего;
- В столбец «Премии, доплаты и надбавки» в размере 50 % от суммы за проведение ремонтных работ входят: надбавка за вредные условия труда, надбавка за вахтовый метод работы;
- Столбец «Районный коэффициент» назначается в размере 80 % от суммы за проведение ремонтных работ;
- Данные соответствуют нормативным значениям за 2021 год (таблица 24).

Таблица 24 – Фонд оплаты труда участников ремонтных работ

№ п/п	Профес-я	Кол-во	Тариф-я ставка	Продол-сть, ч	Сумма за прове-е работ, руб.	Премии доплаты и надбавк и, руб	Рай. коэф.	Общий фонд ЗП, руб.
1	Мастер	1	150	16	2400	1200	1920	5520
2	Машинист бульдозера	1	130	16	2080	1040	1664	4784
3	Машинист экскаватора	1	130	16	2080	1040	1664	4784
4	Води-ль вахтовой машины	1	120	16	1920	960	1536	4416
5	Машинист самосвала	1	130	16	2080	1040	1664	4784
6	Электро-сварщик	2	110	16	3520	1760	2816	6512
7	Дефектоско-пист	2	130	16	4160	2080	3328	9568
8	<b>Итого</b>	<b>9</b>						<b>40368</b>

4) Стоимость основных и вспомогательных материалов для качественного проведения ремонтных работ приведена в таблице 25.

Таблица 25 – Затраты на приобретение материалов для ремонтных работ

№ п/п	Наименование материала	Единицы измерения	Кол-во	Цена единицы, руб	Общая сумма, руб.
1	Катушка	шт.	1	90000	90000
2	Изоляционная плёнка	кг	60	1000	60000
3	Электрод 3 мм	кг	5	200	1000
4	Электрод 5 мм	кг	15	220	3300
5	Праймер	кг	5	50	250
6	Фреза отрезная	шт.	2	1000	2000
7	Круг шлифовальный	шт.	2	800	1600
8	Абразивная дробь	кг	100	60	6000
9	<b>Итого</b>				<b>164150</b>

5) Вычислим страховые взносы. На 2021 год при страховых взносах плательщик должен перечислить в фонды следующие проценты:

- 22% в Пенсионный Фонд;
- 2,9% в Фонд социального страхования;
- 5,1% в Фонд медицинского страхования;
- 7,4% отчисления на травматизм.

Итого страховые взносы составляют: 37,4%

Согласно общему фонду заработной платы (таблица 24), определим страховые взносы:

$$З_{СВ} = 40368 * 0,374 = 15097,6 \text{ руб.}$$

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		107

### 7.3 Расчет затрат на локализацию и ликвидацию последствий аварийной ситуации

Согласно «Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на нефтепроводах» [33], утвержденной Минтопэнерго 01.09.1995 г., эксплуатирующее предприятие обязано провести комплекс работ по ликвидации аварийного разлива нефти и заплатить штраф за ущерб, подлежащий компенсации окружающей природной среде от загрязнения почвы, водных объектов и атмосферы.

В таблице 26 представлены затраты на ликвидацию аварийной ситуации промыслового нефтепровода с учетом, что на май 2021 года стоимость нефти российской марки Urals составляет 74,2 долларов за баррель.

Таблица 26 – Затраты средств на ликвидацию последствий аварии

№ п/п	Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	Сбор разлитой нефти с поверхности грунта	700
2	Рекультивация земель	650
3	Очистка водного объекта	980
4	Потеря нефти (5 из 11 тонн)	180
5	Плата за ущерб от загрязнения почвы	150
6	Плата за ущерб от загрязнения водного объекта	1020
7	Плата за ущерб от загрязнения атмосферы	370
8	<b>Итого</b>	<b>4050</b>

### 7.4 Сравнительный анализ рассмотренных ситуаций

1) Составим сводную смету затрат для I случая (таблица 27).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		108

Таблица 27 – Сводная смета затрат при проведении диагностики и ремонтных работ по замене дефектного участка

№ п/п	Наименование работ	Наименование этапов	Результат, тыс. руб.
1	Проведение диагностирования трубопровода	Амортизационные отчисления	105
		Затраты на оплату труда	6,4
		Страховые взносы	2,4
2	Замена дефектного участка трубопровода 30571,8 тыс. руб.	Амортизационные отчисления	5040,1
		Затраты на приобретение материалов	164,2
		Затраты на оплату труда	40,4
		Страховые взносы	15,1
3	<b>Общая стоимость работ</b>		<b>5373,6</b>

- 2) Для получения реальной стоимости проведения работ стоит ввести корректировку на непредвиденные расходы в размере 3 % от общей суммы затрат. В итоге, общая стоимость проведения работ в первом случае  $P_1$  равна:

$$P_1 = 5373,6 * 1,03 = 5534,8 \text{ тыс. руб.}$$

- 3) Составим сводную смету затрат для II случая (таблица 28).

Таблица 28 – Сводная смета затрат при проведении диагностики и ремонтных работ по замене дефектного участка

№ п/п	Наименование работ	Наименование этапов	Результат, тыс. руб.
1	Ликвидация аварийного разлива	Затраты на проведение работ по ликвидации аварии и платы за ущерб окружающей среды	4050
2	Замена дефектного участка трубопровода 30571,8 тыс. руб.	Амортизационные отчисления	5040,1
		Затраты на приобретение материалов	164,2
		Затраты на оплату труда	40,4
		Страховые взносы	15,1
3	<b>Общая стоимость работ</b>		<b>9309</b>

4) При корректировке суммы на непредвиденные расходы, результирующая стоимость проведения работ во втором случае  $P_2$  будет равна:

$$P_2 = 9309,8 * 1,03 = 9589,1 \text{ тыс. руб.}$$

5) Рассчитаем сокращение затрат  $\Delta P$  при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промышленного нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки:

$$\Delta P = 9589,1 - 5534,8 = 4054,3 \text{ тыс. руб.} \approx 4,1 \text{ млн. руб.}$$

## Заключение по разделу «Финансовый менеджмент»

В выпускной квалификационной работе был проведен технико-экономический расчет проведения дефектоскопических работ с использованием бесконтактного магнитометрического метода неразрушающего контроля, который составил 589425,3 руб. Наибольшая часть затрат приходится на приобретение дефектоскопического оборудования.

Для обоснования эффективности проведения диагностики технического состояния промышленных трубопроводов был проведен экономический расчет двух моделированных ситуаций:

- При диагностировании промышленного нефтепровода с последующей вырезкой дефектного участка общая сумма затрат составила 5534,8 тыс. руб.
- При проведении мероприятий по ликвидации последствий аварийного разлива нефти с дальнейшей заменой дефектного участка нефтепровода общая стоимость производства работ составила 9589,1 тыс. руб.

Расчет выполнен с учетом реальной стоимости используемого оборудования и актуальных тарифных ставок при расчетах оплаты труда.

Сокращение затрат при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка (в первом случае) и без проведения диагностики технического состояния промышленного нефтепровода (во втором случае) с дальнейшей заменой дефектной катушки составило 4,1 млн. руб., что говорит о целесообразности применения неразрушающих методов контроля нефтепроводов. Диагностирование трубопроводов с применением методов неразрушающего контроля позволяет

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		111

предотвращать аварийные ситуации и минимизировать негативное воздействие на окружающую природную среду.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.		112



## Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был:

- Проведен анализ существующих методов неразрушающего контроля технического состояния нефтепроводов, их преимуществ и недостатков;
- Предложена и разработана, с подбором существующего оборудования (внутритрубных дефектоскопов), 4-х уровневая схема (метод) диагностики выбранного для исследования участка нефтепровода;
- Доказана экономическая эффективность проведения технической диагностики, сокращение затрат при проведении диагностирования с последующим ремонтом дефектного участка и без проведения диагностики технического состояния промышленного нефтепровода с дальнейшей заменой дефектной катушки составило 4,1 млн. руб., что говорит о целесообразности применения неразрушающих методов контроля нефтепроводов.

					<i>Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>	<b>Заключение</b>		
<i>Разраб.</i>	<i>Казак В.Д.</i>						
<i>Руковод.</i>	<i>Никульчиков А.В.</i>						
<i>Консульт.</i>							
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>						
					<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
						113	116
<b>ТПУ группа 2Б7Б</b>							

### Список использованной литературы:

1. Эксплуатация магистральных и технологических нефтегазопроводов. Объекты и режимы работы: Учебное пособие. Под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014 – 278 с.
2. ГОСТ 34181-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое диагностирование».
3. ГОСТ 31447-2012 «Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия».
4. РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю».
5. ГОСТ 18442-80 «Контроль неразрушающий. Капиллярный метод».
6. Транспорт скважинной продукции: учебное пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.
7. Ф.М. Мустафин, Л. И. Быков, Г.Г. Васильев и др. – Технология сооружения газонефтепроводов. Под ркд. ГГ. Васильева. Т.1: Учебник. – Уфа:Нефтегазовое дело, 2007. – 632 с.
8. ГОСТ Р 55724-2013. «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».
9. ГОСТ Р 55612-2013. «Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения».
10. РД 51-2-97. «Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем».

					<i>Определение наиболее эффективного метода технической диагностики магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>	<b>Список использованной литературы</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Казак В.Д.</i>						
<i>Руковод.</i>		<i>Никulichиков А.В.</i>					114	116
<i>Консульт.</i>						<b>ТПУ группа 2Б7Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

- 11.ГОСТ 20911-89 «Техническая диагностика. Термины и определения».
- 12.ГОСТ Р 54907-2012 «Техническое диагностирование. Основные положения».
- 13.Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ (ред. от 08.12.2020) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- 14.ГОСТ Р 12.4.296-2013 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний».
- 15.Приказ Минздравсоцразвития России от 01.06.2009 N 290н (ред. от 12.01.2015) «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
- 16.Приказ Ростехнадзора от 19 августа 2011 г. №480 «Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, под надзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору».
- 17.Федеральный закон о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 N 421-ФЗ.
- 18.ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» (с Изменениями N 1, 2).
- 19.Приказ Министерства здравоохранения и социального развития РФ от 12 апреля 2011 г. N 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ».
- 20.ГОСТ 12.0.002-88 «Система стандартов безопасности труда».

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
						115
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		

- 21.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования».
- 22.СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности для человека факторов среды обитания».
- 23.ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности».
- 24.ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования».
- 25.ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» (с Изменениями N 1, 2).
- 26.ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования.
- 27.ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».
- 28.Постановление Министерства труда и социального развития Российской Федерации от 18 декабря 1998 г. № 51.
- 29.ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» (с Изменением N 1).
- 30.СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
- 31.Федеральный закон "Об охране окружающей среды" 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021).
- 32.ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- 33.«Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах». – Утв. Минтопэнерго 1 ноября 1995.

					<i>Список использованной литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дат.</i>		116