

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

**Направление подготовки** (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**ООП** «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

**Отделение школы** Отделение нефтегазового дела

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА**

Тема работы
<b>«Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области»</b>

УДК 622.692.4:620.197(571.53)

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Примаков Никита Владимирович		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности

<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать заданные режимы эксплуатации нефтегазотранспортного оборудования и контролировать выполнение производственных показателей процессов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
<b>ПК(У)-6</b>	Способен проводить планово-предупредительные, локализационно-ликвидационные и аварийно-восстановительные работы линейной части магистральных газонефтепроводов и перекачивающих станций
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические основы и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности работы объектов трубопроводного транспорта углеводородов

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Чухарева Н.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
2Б91	Примаков Никита Владимирович

**Тема работы:**

**Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области**

Утверждена приказом директора (дата, номер)      07.02.2023 г. № 38-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Разработать комплекс мероприятий по повышению эксплуатационного ресурса промышленного стального трубопровода. Данные внутритрубной диагностики промышленного трубопровода Ярактинского месторождения. Номинальный диаметр трубопровода: 357 мм.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Аналитический обзор методов оценки состояния трубопроводов, изучение способов подготовки газа к транспорту. 2. Выполнение анализа нормативно-технической документации в области проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводов 3. Обзор технологии расчета эксплуатационного ресурса трубопровода. 4. Подбор методов ремонта трубопровода, подбор оборудования для снижения технологического риска.
<b>Перечень графического материала</b>	– План промыслового трубопровода – Графики; – Рисунки, схемы; – Таблицы.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель ООД ШБИП
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	07.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Примаков Н.В.		07.02.2023 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б91	Примаков Никита Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 2450 руб. - Затраты на специальное оборудование: 36000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: -30 % премии к заработной плате -20 % надбавки за профессиональное мастерство -1,3 – районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности предложенных мероприятий по повышению ресурса промыслового газопровода с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научного исследования	Определение структуры работы. Расчёт трудоемкости выполнения работ. Подсчет бюджетного исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования	Расчёт показателей финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
01.02.2023	

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		01.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Примаков Никита Владимирович		01.02.2023

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б91	Примаков Никита Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

#### Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.

*Объектом исследования:* участок промыслового газопровода. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности.

*Область применения:* промысловый газопровод транспортировки попутного нефтяного газа.

*Рабочей зоной* при производстве работ является полевые условия. Работы производятся в дневное время суток.

При работе с попутным нефтяным газом могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия трубопроводного транспорта газа. Может быть оказано негативное воздействие на природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера

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

#### 1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.12.2019);
- ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997г. с изменениями от 7.08.2000
- СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов» часть I;
- СТО Газпром 2-2.3-137-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов» часть II;
- СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО

	«Газпром»»;
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</li> </ul>	<b>Вредные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>– Повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> </ul> <b>Опасные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожаро- и взрывоопасность;</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Воздействие на биосферу:</b> загрязнение почвы и водных объектов горючесмазочными материалами и химикатами. <b>Воздействие на литосферу</b> повреждением почвенно-растительного покрова изъятием земель. <b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод. <b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение воздуха парами природного газа при утечке.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<b>Возможные ЧС:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– разгерметизация оборудования приводящих к возникновению взрыва;</li> <li>– выброс паров природного газа с последующим воспламенением;</li> <li>– взрыв паров природного в ограниченном пространстве.</li> </ul> <b>Наиболее типичная ЧС:</b> разгерметизация трубопровода.

Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б91	Примаков Никита Владимирович		

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

**Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)**  
**Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»**  
**Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»**  
**Уровень образования бакалавриат**  
**Отделение нефтегазового дела**  
**Период выполнения** осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

**Форма представления работы:**

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
15.03.2023	<i>Общие сведения о составе КС</i>	5
18.03.2023	<i>Состав и назначение газоперекачивающего агрегата</i>	5
27.03.2023	<i>Анализ методов осушки газопроводов</i>	10
07.04.2023	<i>Обзор вакуумно-азотной осушки</i>	5
14.04.2023	<i>Расчет параметров вакуумно-азотной осушки</i>	15
05.05.2023	<i>Предложения по повышению эффективности процесса удаления остаточной влаги</i>	10
04.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
15.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.05.2023	<i>Заключение</i>	5
01.06.2023	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

**Согласовано:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		07.02.2023

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержится на 129 листах, включает 21 рисунка, 26 таблицы, 37 источников, 4 приложения

Ключевые слова: промышленный трубопровод, диагностика газопровода, фильтр-грязеуловитель, дефект, ресурс.

Объектом исследования является промышленный трубопровод «Газопровод от ДКС до УКПГ».

Цель работы: разработать комплекс мероприятий по продлению эксплуатационного ресурса промышленного газопровода.

Методология проведения работы: в работе проведен расчет остаточного ресурса трубопровода и расчет фильтра-грязеуловителя.

Основные конструктивные решения: применение горизонтального фильтра-пылеуловителя, ремонтных конструкций.

Область применения: промышленный газопровод.

Значимость работы: увеличение срока службы промышленного трубопровода без капитального ремонта.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					10	129
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

## Abstract

Graduate qualification work is contained on 129 pages, includes 21 figures, 26 tables, 37 sources, 4 appendix.

Key words: field pipeline, gas pipeline diagnostics, dirt filter, defect, resource.

The object of the study is the field pipeline "Gas pipeline from BCS to gas plant".

The purpose of the work: to develop a set of measures to extend the operational life of a field gas pipeline.

Methodology of the work: in the work, the calculation of the residual life of the pipeline and the calculation of the filter-dirt trap were carried out.

Basic design solutions: the use of a horizontal dust filter, repair structures.

Scope: field gas pipeline.

The significance of the work: increasing the service life of the field pipeline without major repairs.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<i>Abstract</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					111	129
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

## Определения, сокращения

### Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Аномалия:** особенности трубопровода или дефекты в металле трубопровода, зарегистрированные диагностическим оборудованием, тип которых по результатам внутритрубного технического диагностирования невозможно идентифицировать.

**Бровка траншеи (кювета, выемки):** линия пересечения стенки траншеи (кювета, выемки) с поверхностью земли.

**Внутритрубное техническое диагностирование:** комплекс работ, обеспечивающий получение информации о дефектах, сварных швах, особенностях трубопровода и их местоположении с использованием внутритрубных инспекционных приборов, в которых реализованы различные виды неразрушающего контроля.

**Вмятина:** нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

**Газопровод:** трубопровод, предназначенный для транспорта газа.

**Гофр:** нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе трубопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<b>Определения, сокращения</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					122	129
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

**Давление рабочее:** наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

**Давление трубопровода испытательное:** максимальное давление, которому подвергается участок трубопровода при предпусковых испытаниях на прочность в течение требуемого времени.

**Дожимная компрессорная станция:** комплекс сооружений, предназначенный для компримирования газа на трубопроводах месторождений.

**Дефект геометрии трубопровода:** дефект, вызывающий изменение проходного сечения трубы вследствие изменения ее формы в поперечном сечении.

**Дефект трубопровода:** отклонение параметров (характеристик) трубопровода или его элементов от требований, установленных в нормативных документах.

**Допустимое давление:** максимальное давление, при котором возможна эксплуатация участка газопровода с дефектом, определяемое как частное от деления расчетного разрушающего давления на коэффициент запаса.

**Заглубление трубопровода:** расстояние от верха трубы до поверхности земли; при наличии балласта – расстояние от поверхности земли до верха балластирующей конструкции.

**Категория трубопровода (участка):** показатель, обозначающий для рассматриваемого трубопровода (участка) выполнение определенных условий по прочности.

**Методика обработки данных внутритрубного технического диагностирования:** совокупность конкретно описанных операций, специализированного программного обеспечения и алгоритмов, использование которых обеспечивает получение результатов с установленными показателями точности.

					<i>Определения, сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		133

**Наиболее опасный дефект:** дефект (или группа взаимодействующих дефектов) из рассматриваемой выборки дефектов, для которого(ой) расчетное разрушающее давление минимально.

**Неразрушающий контроль:** область науки и техники, охватывающая исследования физических принципов, разработку, совершенствование и применение методов, средств и технологий технического контроля объектов, не разрушающего и не ухудшающего их пригодность к эксплуатации.

**Овальность:** дефект, при котором сечение трубы имеет отклонение от цилиндрической формы, а наибольший и наименьший диаметры находятся во взаимно перпендикулярных направлениях.

**Переход:** подводный – участок трубопровода, прокладываемый под руслом реки, канала, озера и т.д.; воздушный – участок трубопровода, прокладываемый над рекой, каналом, оврагом, жел.- и автодорогами и т.д.; через жел.- и автодороги – участок трубопровода, прокладываемый под железной и автомобильной дорогой.

**Потеря металла:** изменение номинальной толщины стенки трубы, характеризующееся локальным утонением в результате механического или коррозионного повреждения или обусловленное технологией изготовления.

**Расслоение:** несплошность металла стенки трубы.

**Расчетное разрушающее давление:** определяемое расчетным путем значение внутреннего давления, при котором прогнозируется разрушение участка газопровода с дефектом.

**Риска (царапина, задира):** потеря металла, происшедшая в результате взаимодействия стенки трубы с твердым телом при взаимном перемещении.

**Система технического диагностирования (контроля технического состояния):** совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования (контроля) по правилам, установленным в технической документации.

**Трасса трубопровода:** положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости.

**Трещина:** дефект в виде узкого разрыва металла стенки трубы.

**Трубопровод промышленный:** трубопровод с устройствами на нем для транспорта газообразных и жидких продуктов под действием напора (разности давлений), от скважин до места выхода с промысла подготовленной к дальнейшему транспорту товарной продукции;

**Участок трубопровода:** часть трубопровода, характеризующаяся одинаковостью конструкции и природных условий.

*Сокращения:*

*АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;*

*ВТД – внутритрубная дефектоскопия;*

*ВТИ – внутритрубная инспекция;*

*ГЖС – газожидкостная смесь;*

*ДКС – дожимная компрессорная станция;*

*КИН – коэффициент интенсивности напряжений;*

*НГП – нефтегазопровод;*

*НК – неразрушающий контроль;*

*НТС – низкотемпературная сепарация;*

*СОД – средство очистки и диагностирования;*

*ТТР – температура точки росы;*

*ТУ – технические условия;*

*ТЭК – топливно-энергетический комплекс;*

*УКПГ – установка комплексной подготовки газа;*

*ФЗ – федеральный закон;*

*ЦППНГ – цех по подготовке и перекачке нефти и газового конденсата;*

*ЯНГКМ – Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение;*

					Определения, сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		155

## Оглавление

Введение.....	20
1. Обзор литературы.....	23
1.1 Понятие производственного риска.....	23
1.2 Способы оценки рисков при эксплуатации трубопроводов нефти и газа	24
1.3. Понятие инцидента на производственном объекте.....	25
2. Технические характеристики объекта исследования .....	29
2.1 Основные характеристики объекта и проектные параметры .....	29
2.2 Климатические условия района расположения трубопровода.....	35
3. Анализ эффективности системы подготовки .....	36
4. Анализ результатов внутритрубного диагностирования .....	53
4.1 Обработка данных геодезического контроля и расчет радиуса кривизны	53
4.2 Данные ВТИ и классификация несоответствий, зарегистрированных при выполнении внутритрубной инспекции промышленного газопровода.....	55
4.3 Обработка данных толщинометрии .....	56
4.4 Расчет напряжено-деформированного состояния участков промышленного газопровода .....	58
4.5 Расчет на прочность и пластичность.....	59
4.6 Расчет на прочность и ресурс участков с дефектами, с учетом НДС .....	60
4.6.1 Нормативные расчеты на прочность по данным вероятностного распределения толщин стенки трубопровода .....	60
4.6.2 Расчет на прочность участков с локальными дефектами .....	61

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				166	129
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		
					<b>Оглавление</b>		

4.6.3 Расчет на прочность и деформативность с учетом участков искривления трубопровода .....	62
4.7 Оценка прочности и ресурса дефектов «потеря металла» типа поперечная и продольная канавки, обширная коррозия.....	64
4.8 Оценка прочности и ресурса кольцевых швов с дефектами «потеря металла» типа поперечный шлиц .....	66
5. Расчетная часть.....	68
5.1 Результаты внутритрубного диагностирования.....	72
5.1.1 Классификация дефектов и повреждений на эксплуатационные и технологические, критерии по срочности и срокам их ремонта.....	72
5.1.2 Результаты обработки данных геодезического контроля и расчет радиуса кривизны .....	73
5.1.3 Данные ВТИ и классификация несоответствий, зарегистрированных при выполнении внутритрубной инспекции промышленного газопровода.....	74
5.1.4 Результаты обработки данных толщинометрии .....	77
5.1.5. Анализ дефектов изгиба трубопровода .....	82
5.1.6 Расчет перепада давления на местном сопротивлении .....	84
5.1.7 Аппаратный расчет фильтра .....	89
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	92
6.1 Планирование научно–исследовательских работ .....	93
6.1.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	93
6.1.2 Определение трудоемкости выполняемых работ .....	94
6.1.3 Разработка графика проведения научного исследования .....	95
6.2. Бюджет научно–технической разработки .....	98
6.2.1. Расчет материальных затрат НТИ .....	98
6.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ .....	99

6.2.3	Основная заработная плата исполнителей работы .....	99
6.2.4	Дополнительная заработная плата исполнителей работы .....	100
6.2.5	Отчисления во внебюджетные фонды .....	101
6.2.6	Накладные расходы.....	102
6.2.7	Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы ...	102
6.3	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	103
	Вывод по главе .....	106
7.	Социальная ответственность .....	107
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	107
7.1.1	Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства .....	107
7.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	108
7.2	Производственная безопасность.....	109
7.2.1	Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	110
7.2.1	Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	114
7.3	Экологическая безопасность.....	119
7.3.1	Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов.....	119
7.3.2	Загрязнение воздушного бассейна .....	120
7.3.3	Негативные воздействия на водные объекты.....	121
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
	Вывод по главе .....	124
	Заключение .....	125

Список используемых источников.....	127
Приложение А .....	130
Приложение Б.....	132
Приложение В.....	134
Приложение Г .....	135

## Введение

Проблемы безопасности трубопроводного транспорта углеводородов являются ключевыми в энергетической безопасности России. Особенно опасными являются те объекты, которые перекачивают неподготовленную углеводородную среду, состоящую из нефти, газа, пластовой воды с растворенными в ней солями и механическими примесями. Поэтому, особое внимание уделяется именно таким участкам, связанным с повышенными рисками развития техногенных событий, классифицируемый в соответствии с требованиями Ростехнадзора и имеющими разные уровни опасности.

Главной отраслью промышленности в России является топливно-энергетический комплекс, которому выделяется более 20% средств на развитие. Обеспечение безопасности объектов ТЭК, включая критическую инфраструктуру и жизнеобеспечение, является приоритетной задачей государственной политики безопасности. Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ (ред. от 06.07.2016) определяет принципы и задачи обеспечения безопасности объектов ТЭК, требования к персоналу и субъектам ТЭК, а также финансирование мероприятий по обеспечению безопасности.

В производстве газа существует множество технологических схем подготовки продукции, каждая из которых уникальна для конкретного месторождения. Несмотря на непрерывное совершенствование оборудования и материалов, принципы технологического процесса остаются неизменными и основаны на понимании химических свойств поступающего сырья и требований к качеству продукции.

Работу любого грязеуловителя, который устанавливают на нефтяном месторождении, контролируют с помощью мониторинга давления до входа в фильтр и при выходе из него. Чем ниже эти показатели, тем лучше работает фильтр.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<b>Введение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					20	329
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Обработка углеводородов от загрязняющих веществ, - огромная и кропотливая работа, которая включает локализацию, разделение и разрушение, которые включают биологические, химические, физико-химические, термические и тепловые, электрические и электромагнитные, акустические и ультразвуковые методы обработки. Стремление к увеличению качества углеводородов побудили ученых исследовать, разрабатывать и внедрять стратегии модернизации технологических процессов и оборудования. Чтобы выбрать лучший вариант очистки газа от примесей важно понимать природу, состав, свойства, источники загрязнения. Также необходимо оценивать и прогнозировать химическое поведение загрязнителей с краткосрочными и долгосрочными эффектами, а также смягчать последствия загрязнения и ограничивать воздействие загрязняющих веществ.

Однако, многие модели газовых фильтров-грязеуловителей не обладают достаточной эффективностью, так как они имеют конструкционные недостатки, либо неправильно подобраны под продукт.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в разработке комплекса мероприятий по продлению эксплуатационного ресурса промышленного газопровода.

Для выполнения поставленной цели были рассмотрены следующие задачи:

- Изучить нормативную документацию по порядку продления эксплуатационного ресурса промышленных трубопроводов;
- Представить характеристику объекта исследования вместе с дефектами, выявленными в ходе анализа результатов внутритрубного диагностирования;
- Определить остаточный ресурс промышленного газопровода;
- Разработать программу мероприятий и ремонтов по предотвращению аварий.

Объектом исследования является промышленный трубопровод «Газопровод от ДКС до УКПГ».

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

Область применения: промышленный газопровод.

Значимость работы: увеличение срока службы промышленного трубопровода без капитального ремонта.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

# 1. Обзор литературы

## 1.1 Понятие производственного риска

Риск – основной показатель безопасности. В первую очередь при эксплуатации и проектировании нефтегазопроводов нужно иметь в виду технические риски.

Также под понятием риск имеют в виду величину, которая показывает значение возможного убытка или возможность наступления ситуации с негативными последствиями.

Устоявшееся в настоящее время классификация рисков представлена на рис.1



Рис. 1.1. Классификация рисков.

					Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Примаков Н.В.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					23	629
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Для газового и нефтяного производства главной проблемой является производственно-технологический риск. Производственно-технологический риск характеризуется опасностью аварий на нефтегазопроводе, происходящих из-за различных дефектов, образовавшихся и развившихся в ходе эксплуатации.

В настоящее время выделяют три основных вида производственных рисков:

- невыполнение объема выпуска продукции, который был запланирован;
- получение производственной травмы или нанесение ущерба здоровью работника;
- отрицательное влияние на экологию.

## 1.2 Способы оценки рисков при эксплуатации трубопроводов нефти и газа

Для оценки рисков существуют следующие методики:

- Качественный анализ
- Количественный анализ

Для выполнения количественного анализа выделяют следующие методы:

- Статистический метод;
- Аналитический метод;
- Метод экспертных оценок;
- Метод аналогов.

Качественный анализ применяется для определения вероятности появления того или иного риска. Главной его задачей является в получении данных о том, какие риски могут возникнуть на объекте, определении факторов и источников возникновения. Так как качественный анализ не дает

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

численной величины, обычно качественный и количественный анализ применяются последовательно.

Количественный анализ имеет определенный алгоритм и для его выполнения используют математический аппарат теории вероятностей и математической статистики.



Рис. 1.2. Алгоритм количественного анализа

### 1.3. Понятие инцидента на производственном объекте.

Согласно закону ФЗ-116 от 21.07.1997 года, инцидентом на производственном объекте считается отказ техники или её повреждение, которое нарушает технологический процесс и/или правила, установленные законодательством. В отличие от аварии, инциденты не являются столь разрушительными.

Инцидент может иметь два значения: первое связано с временным отказом или повреждением техники, применяемой на опасном производственном объекте, при котором возможно возобновление работы устройства без серьезных последствий. Повреждение же отдельной части технического устройства требует более длительного ремонта, но не влияет на работу всего производственного объекта.

Второе значение термина "инцидент" связано с отклонением от технологического процесса и может быть предвестником аварии. Очень важно точно следовать технологическим регламентам, чтобы избежать аварии.

Наконец, третье значение инцидента связано с несоблюдением работниками законодательства и правил ведения работ на опасном производственном объекте. Это может иметь превентивный характер, но нарушение законодательства может привести к негативным последствиям. Поэтому это также относится к инцидентам.

#### **1.4 Оценка состояния трубопровода**

При рассмотрении вопросов обеспечения безопасности при эксплуатации нефтегазопроводов необходимо учитывать следующие аспекты [1]:

1. Производственная безопасность, которая относится к защите от аварий, катастроф, пожаров, взрывов, выбросов вредных веществ и других технических сбоев, а также к соблюдению норм и правил техники безопасности.

2. Технологическая безопасность, которая предполагает защиту от угроз, таких как снижение уровня технологий, сохранение устаревшей техники, низкий уровень научно-исследовательских работ, зависимость от зарубежных технологий и оборудования.

3. Сырьевая безопасность, которая связана с защитой от дефицита сырья и материалов, нарушений поставок, недостаточной эффективности использования и недостаточной самообеспеченности страны или регионов.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

При оценке состояния трубопроводов часто используют комплексные подходы прогнозирования рисков в процессах эксплуатации с учетом изменений режимов, состава перекачиваемых сред и их объемов. Эксплуатации на основе комплексного подхода по оценке технического состояния нефтегазопроводов позволяет повысить эффективность планирования, результативность диагностических и ремонтных работ, а также надежность, безопасность и технико-экономические показатели эксплуатации всей газотранспортной системы России.

Обычно по воздействию на материал или изделие все методы контроля разделяются на две большие группы - разрушающие и неразрушающие.

К разрушающим относят механические, металлографические и коррозионные испытания.

Проверка металла шва и сварных соединений выполняется при помощи механических испытаний, которые включают растяжение, изгиб, сплющивание и другие виды испытаний, позволяющие оценить прочность, качество и надежность соединений. Испытания проводятся с использованием статической, динамической и усталостной нагрузок. Для проведения разрушающих испытаний используют образцы-свидетели или самые изделия.

Для оценки качества сварных соединений без их разрушения используются неразрушающие методы. Они основаны на проверке физических свойств, которые характеризуют прочность и надежность соединений. Неразрушающие методы используются для определения наличия дефектов, их характера и размера. Такие методы называются дефектоскопией, и они основаны на различных физических явлениях.

Методы НК подразделяются на следующие виды [6]:

- акустические;
- вихретоковые;
- магнитные;
- оптические проникающими веществами (капиллярные и течеисканием);

					Обзор литературы	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- радиационные;
- радиоволновые;
- тепловые;
- электрические.

При контроле сварных соединений чаще применяются четыре метода [7]:

- радиационные;
- акустические;
- магнитные;
- испытания проникающими веществами.

Для неразрушающего контроля, который не приводит к серьезным нарушениям целостности материала изделия, часто используются безобразцовые методы, такие как измерение твердости, внешний осмотр и контроль параметров сварки.

Расчет технических рисков для эксплуатации газопроводов в различных климатических условиях возможен только с использованием мониторинга, который проводится многократно внутри трубопровода. Расчет рисков можно выполнить двумя способами:

1. По классической теории вероятностей
2. Оценка рисков эксплуатации НГП путем наиболее полного использования данных дефектности, скоростей роста дефектов, прогноза состояния, анализа факторов зарождения и развития опасных дефектов на каждом участке газопровода.

## 2. Технические характеристики объекта исследования

### 2.1 Основные характеристики объекта и проектные параметры

Промысловый трубопровод «Газопровод от ДКС до УКПГ» Ду ■■■, протяженностью ■■■ км, рег. №■■■, предназначен для транспорта попутного нефтяного газа.

Для промышленного трубопровода приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные диаметром ■■■х■■■ мм. Трубы изготовлены из 17Г1С, класс прочности К52, трубы стальные электросварные прямошовные с одним продольным швом, по ТУ 1303-003-12281990-2009, ОАО «Уральский трубный завод». Год окончания монтажа – 2014.

Нормы отбраковки по ТУ 1303-003-12281990-2009 при изготовлении труб, необходимые при оценке технического состояния газопровода включают:

1. Предельные отклонения по толщине стенке. Плюсовой допуск в соответствии с ГОСТ 19903-2015 [18]. Минусовой допуск не должен превышать 5% от номинальной толщины, что при толщине стенки ■■■ мм составляет 0,5 мм.
2. Предельные отклонения наружного диаметра не более  $\pm 2,0$  мм.
3. Смещение кромок заводских швов до 10% от номинальной толщины, 0,9 мм.
4. Общее искривление труб не более 0,2% от длины.

Технические характеристики трубопровода приведены в Таблице 1.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Примаков Н.В.			<b>Технические характеристики объекта исследования</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Чухарева Н.В.					29	729
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

Таблица 1– Технические характеристики трубопровода

Регистрационный номер	██████████
Год ввода в эксплуатацию	██████████
Расчетный срок службы газопровода, лет	██████████
Фактический срок службы, лет	██████████
Протяженность, м	██████████
Типоразмеры трубопровода (наружный диаметр - толщина стенки), мм	██████████х██████████
Диаметр внутренний, мм	██████████
Класс трубопровода	██████████
Категория трубопровода Автодороги V категории, узлы линейной арматуры Трубопроводы на участках подхода к НС, НПС, ГПЗ в пределах 250 м от ограждения	██████████ ██████████
Трубы ≥	██████████
Марка стали	██████████
Предел текучести, МПа (ТУ 1303-003-12281990-2009 на поставку труб)	██████████
Прочность на разрыв, МПа (ТУ 1303-003-12281990-2009 на поставку труб)	██████████
Относительное удлинение при разрыве	██████████
Ударная вязкость KCV-20 Дж/см <sup>2</sup> основной металл сварное соединение (заводской шов)	██████████
Тип трубы	██████████
Мин. радиус поворота, мм	██████████
Тип трубы	██████████
Мин. радиус поворота, мм	██████████
Ударная вязкость KCV-20 Дж/см <sup>2</sup> основной металл сварное соединение (заводской шов)	██████████

Продолжение таблицы 1

Проектное рабочее давление, МПа	██████████
Рабочая среда	██████████
Давление испытания, Мпа <ul style="list-style-type: none"> <li>• по завершению строительства (гидравлические испытания);</li> <li>• при завершении строительства 2014 г</li> </ul>	██████████
Антикоррозионное покрытие (тип, толщина мм)	Тип У (усиленная в два слоя) Полимерная пленка ПОЛИЛЕН-40-ЛИ-45, ТУ 1390-002-3549408-2011, ██████████
Пересечения с автомобильными дорогами	Автодорога (V категории)
Пересечения с водными препятствиями	—
Пересечения с воздушными линиями электропередач	—
Пересечения с трубопроводами	—
Предыдущее внутритрубное обследование	—

В Таблице 2 представлен компонентный состав газа. Место отбора: ЦППНГ – ДНС ЯНГКМ. Резервуар, место отбора: ДКС.

Таблица 2 – Компонентный химический состав газа (высокая сторона)

Определяемый компонент	Единица измерения	НД на метод испытания	Значения
Гелий (He)	мольная доля, %	ГОСТ 31371.7-2008 (Метод А)	██████████
Водород (H2)	мольная доля, %		██████████
Кислород (O2)	мольная доля, %		██████████
Азот (N2)	мольная доля, %		██████████
Углекислый газ (CO2)	мольная доля, %		██████████

Продолжение таблицы 2

Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	мольная доля, %		██████
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	мольная доля, %		██████
Изобутан (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	мольная доля, %		██████
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	мольная доля, %		██████
Изо-пентан (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	мольная доля, %		██████
Неопентан (C(CH <sub>3</sub> ) <sub>4</sub> )	мольная доля, %		██████
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	мольная доля, %		██████
C <sub>6</sub> +высшие	мольная доля, %		██████
Метан (CH <sub>4</sub> )	мольная доля, %		██████
<b>Сероводород (H<sub>2</sub>S)</b>	мг/м <sup>3</sup>		██████
Метилмеркаптан, CH <sub>3</sub> SH мг/м <sup>3</sup>	мг/м <sup>3</sup>		██████
Этилмеркаптан, C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> SH мг/м <sup>3</sup>	мг/м <sup>3</sup>		██████
Молярная масса	г/моль		██████
Фактор сжимаемости			██████
Плотность,	кг/м <sup>3</sup>		██████
Число Воббе	МДж/м <sup>3</sup>		██████
Объемная теплота сгорания высшая	МДж/м <sup>3</sup>		██████
Объемная теплота сгорания низшая	МДж/м <sup>3</sup>		██████

\*) при оценке монтажных кольцевых швов используется значение ударной вязкости, как для основного металла.

\*\*) на момент разработки проекта и ввода в эксплуатацию действовал СП 34-116-97.

На трассе имеется 8 отводов: ████████.

Содержание в газе углекислого газа и сероводорода определяет коррозионную составляющую газа, в первую очередь, при наличии влажности. При конденсации влажности активный коррозионный процесс идет по нижней образующей трубопровода.

В состав эксплуатационно-технологического комплекса входят камеры запуска и приема устройств очистки и диагностики. Камеры запуска и приема очистных и диагностических устройств являются частью отдельно расположенных узлов, предназначенных для безопасного запуска таковых с целью очистки внутренней поверхности трубопровода и запуска диагностических устройств для проверки износа трубопровода и сварных стыков.

Расположение узлов запуска/приема средств очистки и диагностики на участке промышленного трубопровода «Газопровод от ДКС до УКПГ» (Рис. 2.1 и 2.2):

- узел запуска средств очистки и диагностики, ПК0 + 4,98;
- узел приема средств очистки и диагностики, ПК70 + 75,938.

**Площадка ДКС.** Камера запуска внутритрубных средств поз. КЗО-102  
Для запуска очистного устройства предусмотрено устройство камеры запуска внутритрубных средств со следующими характеристиками:

- тип: ██████████
- номинальный диаметр – ████████ мм;
- давление расчетное – ████████ МПа;
- расположение патрубка входа газа относительно направления потока – правое.

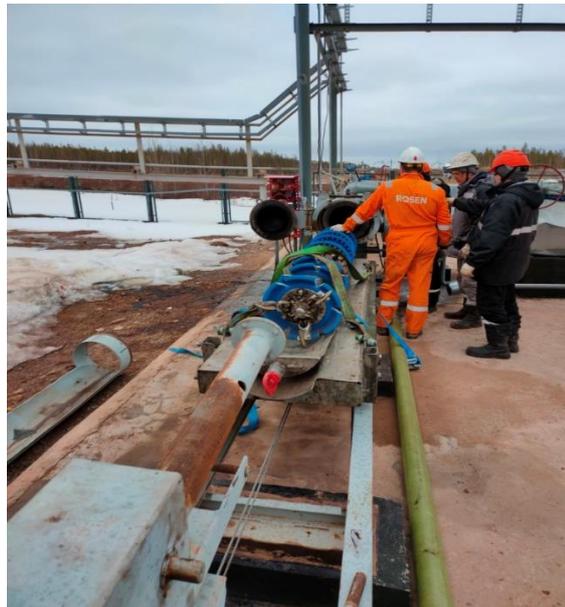


Рис. 2.1. Камера запуска СОД

**Площадка УПГ. Камера приема внутритрубных средств поз. КПО-201**

Для приема очистного устройства предусмотрено устройство камеры приема внутритрубных средств со следующими характеристиками:

- тип: ██████;
- номинальный диаметр – ██████ мм;
- давление расчетное – ██████ МПа;
- расположение патрубка входа газа относительно направления

потока – правое



Рис. 2.2. Камера приема СОД

					Технические характеристики объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

К узлам запуска/приема средств очистки и диагностики имеются подъездные пути, площадки расположения камер отсыпаны и оборудованы для подъезда грузоподъемного транспорта. Камеры запуска/приема средств очистки и диагностики оборудованы запорной арматурой. До начала работ произведен осмотр запорной арматуры камер запуска/приема средств очистки и диагностики. По результатам осмотра установлено, что повреждений нет, все штурвалы имеются и находятся в работоспособном состоянии.

## 2.2 Климатические условия района расположения трубопровода

Рассматриваемый трубопровод расположен в [REDACTED]. Район относится к зоне [REDACTED], характеризующийся [REDACTED], малым количеством [REDACTED] и большой [REDACTED]. Самым теплым месяцем является июль со среднесуточной температурой плюс [REDACTED] С и абсолютным максимумом плюс [REDACTED] °С. Самым холодным месяцем является январь, средняя температура которого минус [REDACTED] °С, абсолютный минимум января минус [REDACTED] °С. Количество осадков невелико, в связи, с чем с учетом сильных морозов отмечается большое промерзание почвы. Среднегодовая температура в районе равна плюс [REDACTED] °С. Сейсмичность района [REDACTED] баллов (СП 131.13330.2012 Строительная климатология).

					Технические характеристики объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

### 3. Анализ эффективности системы подготовки

Согласно техническим требованиям на природные и нефтяные газы содержание жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25-50 г на 1000 м<sup>3</sup> газа. Еще более жесткие требования необходимо предъявлять к содержанию твердой взвеси (не более 0,05 мг/м<sup>3</sup>), которая способствует эрозионному износу технологического оборудования газопроводов. Так, при содержании 5-7 мг/м<sup>3</sup> твердой взвеси коэффициент полезного действия трубопроводов уменьшается на 3-5% в течение двух месяцев эксплуатации, а при запыленности более чем 30 мг/м<sup>3</sup> трубопровод выходит из строя через несколько часов из-за полного эрозионно-ударного износа.

**Именно по этой причине, помимо модернизации оборудования, необходимо уделять особое внимание подготовке газа к транспортировке.**

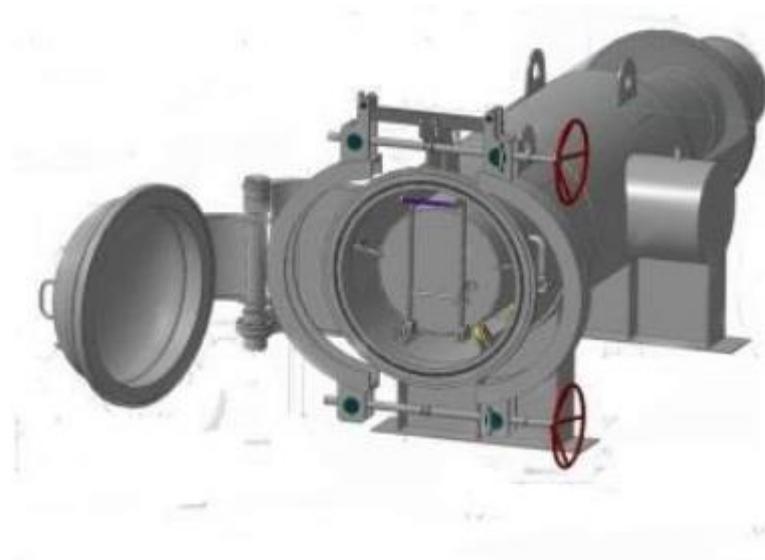


Рис. 3.1. горизонтальный фильтр-грязеуловитель.

Фильтры представляют собой горизонтальные аппараты, внутри размещается фильтрующий элемент, для извлечения которого в конструкции предусмотрен быстродействующий хомутовый затвор.

					Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Примаков Н.В.			Анализ эффективности системы подготовки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					36	1729
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б91		

Время открытия хомутового затвора не более 2-х минут, замены фильтрующего элемента примерно 10-15 минут.

Фильтр включает в себя:

- камеру с концевым затвором;
- входной и выходной патрубки;
- фильтрующий элемент, выполненный в виде перфорированной трубы.

Подача фильтруемой среды осуществляется во внутреннюю полость фильтрующего элемента, нижняя часть которого, выполненная без перфорации, служит лотком-грязеуловителем. Роликовые опоры фильтрующего элемента позволяют выдвигать его для очистки по направляющим через концевой затвор. При этом с фильтрующим элементом извлекаются все осевшие из потока загрязнения, и операции по очистке корпуса фильтра производить не нужно. Установка фильтров необходима на каждой ветке трубопровода, перед каждой станцией. Еще важными элементами работы трубопроводной системы являются затворы. Их необходимо установить на каждой ветке трубопровода, перед каждой станцией. Назначение затворов – перекрытие участка (или участков) трубопровода в случае аварийной ситуации. В качестве конструкции затвора можно использовать широко применяемый для трубопроводов большого диаметра – затвор поворотно-дисковый. Этот элемент трубопроводной арматуры, представляет собой кольцевой корпус с расположенным в нем поворотным диском и предназначен для перекрытия потока среды (рис. 3.1, 3.2)

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37



Рис. 3.2. Поворотно-дисковый затвор большого диаметра

Поворотно-дисковый затвор состоит из:

- седла, который служит корпусом изделия, основой для размещения остальных элементов. При монтаже закрепляется между фланцами трубопровода, либо приваривается к нему, в зависимости от способа присоединения;
- диска, который непосредственно перекрывает поток, путем поворота вокруг оси штока;
- штока, который представляет собой цельный металлический вал. К штоку прикрепляется диск, симметрично, либо со смещением;
- уплотнения, которое обеспечивает герметизацию изделия, за счет размещения между седлом и диском. Для изготовления уплотнения можно применить полимерные материалы.

Для комплексной работы всего оборудования трубопроводной системы необходимо снабдить ее системой автоматизации всего оборудования.

Она обеспечит:

- контроль состояния и управления технологическим оборудованием объекта магистрального трубопровода из операторной;

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

- автоматическую защиту и блокировку управления технологическим оборудованием;
- защиту технологических трубопроводов объекта магистрального трубопровода;
- регистрацию, архивирование и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора информации о работе технологического оборудования;
- связь со смежными системами автоматизации на объекте;
- автоматическое регулирование давления, расхода, температуры, вибрации;
- обеспечения противоаварийных защит насосного агрегата и трубопровода в целом.

Таким образом, фильтры грязеуловители играют роль барьеров при возникновении аварийных ситуаций.

Чтобы подготовить газ к транспортировке потребуется очистить все от механических примесей, также осуществить осушку газа.

Разберем каждую проблему более углубленно.

**Очистка механических примесей** должна проходить поэтапно, согласно всем нормам. Что относится к механическим примесям? Можно привести довольно много примеров. Это могут быть остатки строительного мусора и материала, которые остаются, как правило, из-за работ по магистральным трубопроводам, какие-либо частицы пород, которые выводятся путем газового потока из скважин, химические составляющие. Также в этот список входят эрозия и коррозия по периметру поверхностей, находящихся внутри.

Аппараты для очистки газа от механических примесей имеют свои понятия, такие как работа отделения от пыли сухим принципом. Инерция и гравитация - главные помощники для такого аппарата, который должен извлекать всю эту пыль. Гравитационные фильтраторы, пылеуловители циклона и разного типа фильтры к этому аппарату причастны.

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

"Мокрые" или "влажные" пылеуловители удаляют весь мусор путем смачивания промывочной жидкости, которая будет выводиться из аппарата для восстановления и очистки (масляные уловители, скрубберы). Такие аппараты редко используются для очистки, более популярные аппараты — это аппараты для мокрого и сухого пылеулавливания.

Природный газ является самым чистым элементом в природе, но из минусов это постоянная специализированная подготовка, прежде чем начать работу в быту или на предприятии. УКПГ, или же установки подготовки газа к транспортировке выполняют также в свою очередь важные поручения. Одно из них является обеспечение необходимой температуры точки росы. Природный газ, который переходит на установку для подготовки.

Помимо метана могут составлять достаточно опасные углеводороды (C6+). Также можно встретить пары метанола и воды.

Инертные газы попадают реже. H<sub>2</sub>S-компоненты, которые содержат серу, относятся к инертным газам. Также сюда можно отнести диоксиды углерода. Эксплуатация природного газа в газотранспортной системе без предварительной очистки может привести к образованию различных жидкостей.

Углеводороды, находясь в присутствии воды, могут создавать гидраты, которые могут забивать клапаны и трубопроводы, вызывая необходимость в ремонтных работах и приводя к аварийным ситуациям.

Для обеспечения бесперебойной работы трубопроводов и непрерывной транспортировки газа, необходимо поддерживать определенную точку росы, что позволит избежать образования любой конденсации жидкостей или твердых веществ в процессе работы, включая переходные режимы. Качественные показатели газов, подаваемых в газопроводы, определяются в соответствии с СТО Газпром 18 089-2010 (ТТР по воде -20 °С; ТТР по углеводородам -10 °С) и техническими условиями, разработанными на их основе.

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Транспортировка газа по газопроводу сопровождается изменением его давления и температуры, в результате чего возможно образование в системе жидкой фазы. Для недопущения образования жидких фракций углеводородов состав природного газа может быть изменен с помощью технологий разделения углеводородов по ТТР за счет снижения содержания тяжелых углеводородов в составе газа, таких как С6+. Для изменения состава углеводородов и одновременного удаления воды существует множество технических способов. Наибольшее распространение получили следующие технологии: низкотемпературная сепарация - получение низких температур при дросселировании или турборасширении газа высокого давления, на установках искусственного холода, за счет абсорбции и адсорбции или их совместной работы. Выбор технологии обработки газа определяется в первую очередь составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических проработок [20].

На промыслах для очистки газа от частиц породы и пыли используются наземные фильтры, которые позволяют отделить жидкость (конденсат и воду), а сам газ проходит процесс очистки. Промысловые очистные аппараты работают на основе различных принципов, например, за счет пониженной скорости потока газа, что способствует выпадению твердых частиц под действием гравитации, или за счет использования центробежных сил в специальном закрученном потоке газа. В зависимости от принципа работы, промысловые аппараты очистки классифицируются как гравитационные и циклонные. Вертикальные гравитационные аппараты рекомендуется использовать для очистки газов, содержащих твердые частицы и тяжелые смолистые фракции, так как они обеспечивают лучшие условия для очистки и дренажа. Вертикальные фильтры изготовляют диаметром 400-1650мм, горизонтальные - диаметром 400-1500мм при максимальном давлении 16 МПа. При оптимальной скорости эффективность фильтрации составляет до 80%.

					<i>Анализ эффективности системы подготовки</i>	<i>Лист</i>
						41
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### **Осушка газа.**

При больших объемах транспортировки газа осуществление его осушки является наиболее оптимальным и экономически эффективным методом для предотвращения формирования кристаллогидратов в магистральном газопроводе. Существующие методы осушки, применяемые в процессе подготовки газа к транспортировке на месторождении, можно классифицировать в две основные категории: абсорбционную, адсорбционную и охлаждение газового потока.

Результатом качественной осушки газа является снижения точки росы паров воды, чтобы ее показатель оставался ниже минимальной температуры, которая устанавливается во время транспортировки газа.

### **Осушка газа охлаждением.**

Охлаждение является распространенным методом для осушки и извлечения конденсата из газа газоконденсатных месторождений, например, на установках низкотемпературной фильтрации и при сжижении газа. Для охлаждения газа можно использовать расширение, холодильные установки или низкую температуру окружающей среды. Процесс расширения может быть изоэнтальпийным (без работы) или изоэнтропийным (с отдачей работы). Для обеспечения необходимой температуры фильтрации могут использоваться дополнительные теплообменники, холодильники и ингибиторы, чтобы избежать гидратообразования.

При выборе метода осушки и извлечения конденсата необходимо учитывать тип месторождения и требуемый уровень осушки. Для очень тощих газов рекомендуется применять диэтиленгликоль и триэтиленгликоль, активированный боксит и цеолиты, а для частичного удаления влаги - гликоли. Для более глубокой осушки и получения отдельных фракций желателен использовать активированный боксит и цеолит. Если в газе содержится много конденсата, наиболее выгодно использовать установки низкотемпературной фильтрации, однако эффективность зависит от начального давления и темпов его падения.

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Для подготовки газа целесообразно применение метода абсорбционной осушки газа с использованием в качестве абсорбента триэтиленгликоля (ТЭГа) концентрации 98,5 массовых процентов.

Низкотемпературный (далее – НТС) метод подготовки газа наиболее широко применяется при разработке газоконденсатных и конденсатных месторождений для осушки природного газа и извлечение из газа тяжелых углеводородов, приводя газ и тяжелые углеводороды к готовой товарной продукции.

Низкотемпературная сепарация газа (НТС) – это процесс переработки природного газа на комплексной установке подготовки газа с целью извлечения конденсата газового и удаления из него влаги до точки росы, исключая гидратообразование при транспортировке потребителю. НТС заключается в конденсации паров влаги и растворенных в газе тяжелых углеводородов при температурах от 0 до -15 °С.

Для охлаждения газа применяется эффект Джоуля-Томсона.

В простейшей установке комплексной подготовке газа с помощью НТС газ из скважин с давлением выше рабочего давления в газопроводе поступает в фильтр-грязеуловитель, где из газового потока удаляется часть пластовой жидкости, после чего газ охлаждается до температуры 5 – 15 °С в рекуперативном теплообменнике и дросселируется, используя эффект Джоуля-Томсона, до рабочего давления в магистральном газопроводе.

При дросселировании температура газа снижается до -5/-10 °С. В поток газа перед его охлаждением вводится ингибитор (чаще всего применяется метиловый спирт) для предотвращения гидратообразования на узле дросселирования. Затем газ поступает в фильтр-грязеуловитель, где из него удаляется конденсат водный раствор ингибитора, а осушенный газ, проходя через теплообменник, охлаждает поток сырого газа и направляется в магистральный газопровод.

Установка комплексной подготовки газа (сокращенно УКПГ) — это сложный комплекс технологического оборудования, предназначенный для

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

сбора, обработки и подготовки товарной продукции в виде сухого природного газа, а также газового конденсата (стабильного), с комплексом вспомогательных систем, которые обеспечивают стабильность протекания технологического процесса обработки газового конденсата и природного газа.

Основной процесс извлечения тяжелых углеводородов и примесей в виде конденсата достигается при помощи дросселирования, но для улучшения этого процесса природный газ проходит несколько ступеней очистки.

Природный газ под собственным давлением и с положительной температурой (в пределах +12 - +18 °С) из скважин по газопроводам шлейфам поступает на УКПГ и проходит первую стадию очистки в сепараторе-пробколовителе (СП) от механических примесей и части пластовой жидкости,

Отбитая жидкая фаза из верхнего корпуса сливается в нижний, в котором происходит разделение воды и газового конденсата. Далее газ по промышленному трубопроводу поступает с той же положительной температурой на вторую ступень в первый фильтр модуля подготовки газа, где задерживается пластовая жидкость, проходя через фильтр-патроны, на выходе с фильтра в поток газа вводится ингибитор (метиловый спирт) для предотвращения гидратообразования на следующей стадии. Далее газ направляется в рекуперативный теплообменник (Т), газ охлаждается встречным потоком газа прошедшего процесс редуцирования, на выходе с теплообменника природный газ имеет уже отрицательную температуру (в пределах от -6 до -12).

По промышленному газопроводу подготовленный охлажденный до отрицательной температуры газ поступает в фильтр, где происходит первоначальный процесс отделения углеводородов от газа, так как для газа в соответствии с требованиями СТО Газпром 089-2010: точка росы по воде минус 20 °С в период с 01.10 по 30.04, минус 14 °С в период с 01.05 по 30.09; точка росы по углеводородам минус 10 °С в период с 01.10 по 30.04, минус 5 °С в период с 01.05 по 30.09. Далее природный газ проходит через узел редуцирования где достигается необходимая температура газа для

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

выполнения требований СТО Газпром по точке росы с помощью эффект Джоуля-Томсона, после узла редуцирования газ поступает в низкотемпературный фильтр, где протекает основной процесс осушки газа и отделение жидкой фазы в виде пластовой жидкости и газового конденсата. После низкотемпературного фильтра осушенный газ возвращается в теплообменник для обмена тепловой энергией с природным газом от фильтра-1. Далее осушенный газ по промысловому трубопроводу протекает через замерной узел учета газа и попадает в межпромысловый коллектор, соединенный дожимными компрессорными станциями регионального назначения.

Осушенный природный газ является готовой продукцией после прохождения через УКПГ, соответствуя всем требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия», полученный при подготовке сырого природного газа, добываемого из эксплуатационных газовых скважин.

Метод НТС используется при разработке газоконденсатных месторождений и при газоконденсатном соотношении не превышающим 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

По мере отбора газа пластовое давление снижается, что может привести к тому, что газ будет недостаточно охлажден для достижения заданной точки росы. В таком случае, процесс обработки газа будет проходить менее эффективно. Такой недостаток особенно актуален для промысловой подготовки газа с использованием новых технологических решений (НТС), поскольку большинство запасов газа и газового конденсата не были еще извлечены (около 50%). Для увеличения эффективности подготовки газа проводится реконструкция установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Это включает предварительное охлаждение газа в водяных или воздушных теплообменниках, использование холодильных машин, турбодетандеров и дожимных компрессорных станций.

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

При наличии в потоке газожидкостной смеси ГЖС большого количества попутного нефтяного газа (от 200 м<sup>3</sup>/т и более) и при значительном снижении давления на штуцере (до 10 МПа) происходит резкое охлаждение нефтегазовой смеси до отрицательных температур и обледенение на поверхности незаглубленной части выкидных линий, промерзание грунтов с «всплыванием» выкидных линий и приподниманием установки АГЗУ над бетонной площадкой. При этом в металле трубопровода возникают деформации и внутренние напряжения, которые могут привести к разгерметизации трубопровода, аварийным ситуациям, риску безопасности персонала цеха.

Изменение температуры газа при прохождении через отверстие малого диаметра (штуцер) определяется коэффициентом дросселирования и описывается уравнением дроссельного эффекта (эффекта Джоуля-Томсона):

$$D_h = \frac{T \left( \frac{dv}{dT} \right)_p - v}{C_p} \quad (3.1)$$

где,  $v$  – удельный объем газа;

$C_p$  – изобарная теплоемкость газа.

В случае дросселирования однофазной жидкости происходит её незначительный нагрев в результате проявления диссипативных сил и выделения энергии на местном сопротивлении (штуцере). Очевидно, что в условиях совместного прохождения газа и жидкости через штуцер, коэффициенты Джоуля-Томсона будут несколько отличаться от принятых значений для природного газа.

Термодинамический и гидравлический анализ системы добычи нефти.

Проведены расчеты изменения давления и температуры в программном продукте OLGA, по методике Поэттмана-Карпентера и по следующей формуле [4]:

$$W = \frac{10^{-2} W_0}{1 + 0,00121(q + v)^{1,1} \sqrt{W_0}} \quad (3.2)$$

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

где,  $W$  – температурный градиент потока,  $^{\circ}\text{C}/\text{м}$ ;

$W_0$  – геотермический градиент:  $W_0 = 0,0126$   $^{\circ}\text{C}/\text{м}$ ;

$q+v$  – объемный расход газожидкостной смеси,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Запись данных по магистральному газопроводу осуществлялась прибором «Фотон-28» через каждые 100 м.

Измерение температуры потока ГЖС также выполнялось на наземных объектах с помощью пирометра АКПП-9304. На рис. 3.3 приведены температурные карты арматуры (а), выкидной линии (б) скважины и переключателя скважин (ПСМ) на замерной установке (АГЗУ).

При отборе пробы продукции происходило снижение температуры в емкости до  $-23,4$   $^{\circ}\text{C}$ . Данная температура пробы принята за температуру газожидкостного потока после прохождения через штуцер в газопроводе. В связи с тем, что при отборе пробы имеет место дросселирование газа и снижение его температуры, измеренная в пробе температура нефти может быть занижена на  $2-3^{\circ}\text{C}$ .

Охлаждение ГЖС отмечается при дросселировании через штуцер, где давление понижается на величину до  $9,4$  МПа. Дальнейшего снижения температуры в системе сбора от скважин до АГЗУ не наблюдается.

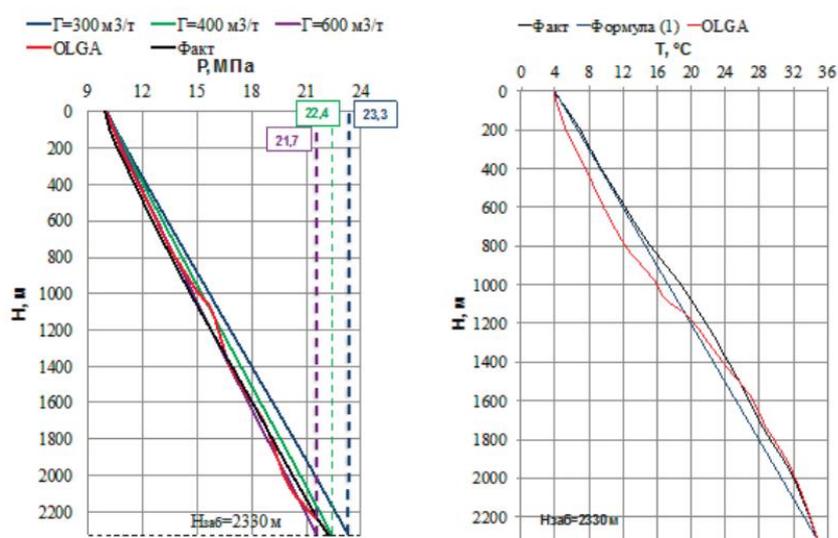


Рис. 3.3. Распределение давления и температуры по газопроводу.

## Оценка коэффициентов Джоуля-Томсона при дросселировании скважинной продукции

Коэффициент дросселирования  $D_h$  (К/МПа) ГЖС оценивался по следующей формуле:

$$D_h = \frac{1}{C_p} \left( \frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right) \quad (3.3)$$

При дросселировании природного газа коэффициент Джоуля-Томсона изменяется в пределах 3-6 К/МПа [19]. При использовании  $D_h$  в таких пределах температура ГЖС после штуцера не соответствовала бы фактическим значениям.

Таблица 3 - Коэффициенты дросселирования.

№ п/п	Параметр	Значение
1	Перепад давления на штуцере, МПа	9,4
2	$D_h$ (ГЖС), К/МПа	2,45
3	$D_h$ (Природный газ), К/МПа	4,21
4	Отклонение, %	71,8

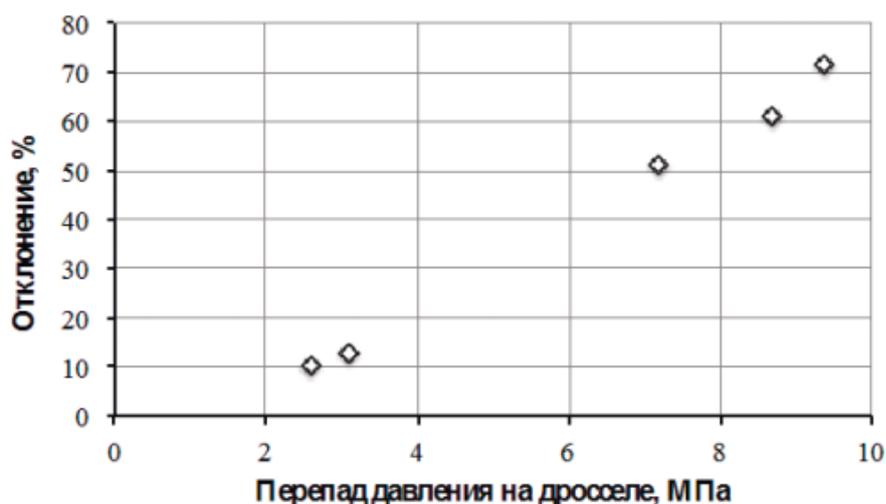


Рис. 3.4. Результаты термодинамического и гидравлического анализа системы.

В ходе исследования патентов и анализа свойств газа с целью улучшения фильтра-грязеуловителя было принято решение разработать горизонтальный фильтр-грязеуловитель для очистки жидкости и газа от механических включений. Этот фильтр оснащен затвором повышенной надежности, который безопасен и удобен в использовании при любых диаметрах фильтров и свойствах фильтруемой среды, а также при эксплуатации в условиях холодного климата. Описываемый фильтр также повышает надежность фиксации крышки затвора в закрытом положении и обеспечивает необходимую герметичность. Привод секторов крышки представлен парой "винт-гайка с пазами". Основной компонент фильтра - фильтрующий элемент в виде перфорированной трубы, который соединен с лотком-грязеуловителем на роликовых опорах. Фильтр может быть утеплен пеностеклом и закреплен тонкостенной обечайкой с хомутами или бандажами.

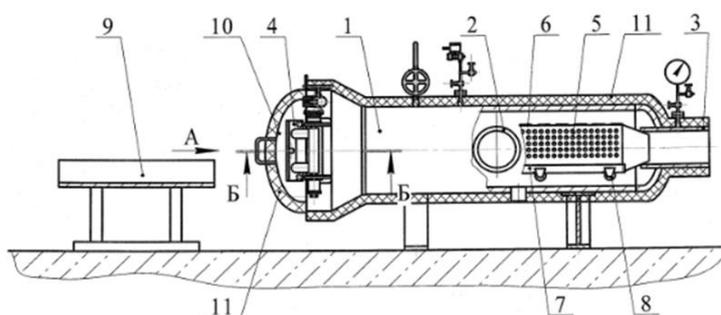


Рис. 3.5. Фильтр-грязеуловитель горизонтальный

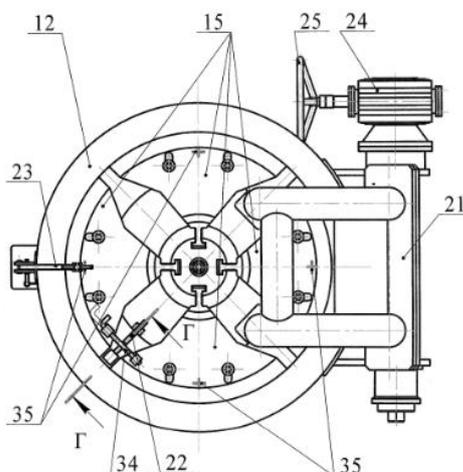


Рис. 3.6. Внешний вид фильтра-грязеуловителя

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

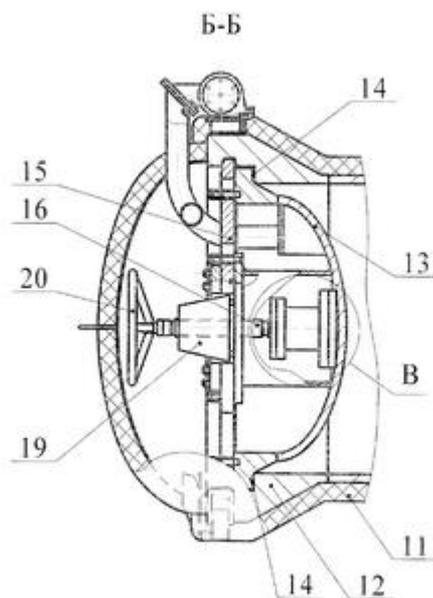


Рис. 3.7. Внешний вид фильтра-грязеуловителя

Состав фильтра-грязеуловителя показан на рис. 3.5-3.10.

Цифрами обозначены следующие элементы: 1- корпус, 2 – входной (выходной) патрубок, 3 – выходной (входной) патрубок, 4 – концевой затвор, 5 – фильтрующий элемент, 6 – съемная сетка, 7 – лоток-грязеуловитель, 8 – роликовые опоры, 9 – подставка, 10 – кожух затвора, 11 – утеплитель, 12 – патрубок затвора с расточкой, 13 – крышка, 14 – уплотнительные элементы, 15 – привод движения секторов, 16 – винт, 17 – подшипники, 18 – стакан, 19 – гайка, 20 – съемный штурвал, 21 – поворотное устройство, 22 – блокирующее устройство, 23 – прижим, 24 – редуктор, 25 – штурвал, 26 – рычаг, 27 – пластина, 29 – цилиндр, 30 – втулка, 31 – стержень, 32 – шток, 33 – шайба, 35 – насечки.

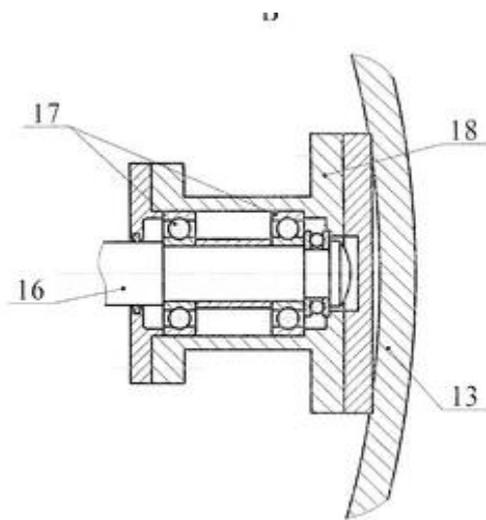


Рис. 3.8. Внешний вид фильтра-грязеуловителя.

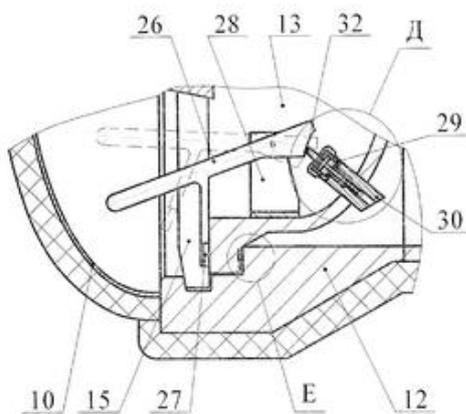


Рис. 3.9. внешний вид фильтра-грязеуловителя.

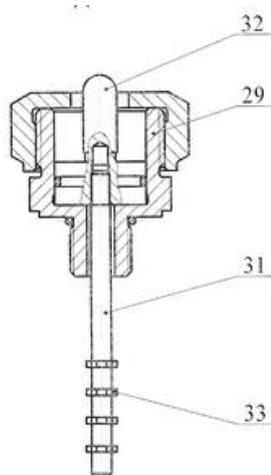


Рис.3.10. Внешний вид фильтра –грязеуловителя.

Фильтр-грязеуловитель проводит процесс фильтрации следующим образом. Сначала закрывают затвор, поворачивая крышку до ее соприкосновения с уплотнительной поверхностью патрубка, а затем устанавливают сектора в расточку патрубка и прижимают уплотнительные элементы к патрубку, чтобы закрыть затвор. После подводят продукт на вход фильтра-грязеуловителя, который выводит твердые частицы с помощью фильтрующей сетки и перенаправляет отфильтрованный продукт через отверстия перфорированной трубы в выходной патрубок. Чтобы обеспечить надежность закрытия затвора, применяется блокирующее устройство, которое перемещает стержень в цилиндре и втулке, чтобы не допустить самопроизвольного выхода секторов из расточки патрубка.

					Анализ эффективности системы подготовки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

## 4. Анализ результатов внутритрубного диагностирования

### 4.1 Обработка данных геодезического контроля и расчет радиуса кривизны

При проведении диагностики определяется пространственное положение и высотные отметки вдоль трассы. По этим данным определяются радиусы кривизны.

Обработка данных связана с определением на участке промышленного газопровода радиусов кривизны вдоль трассы трубопровода по высотным отметкам, отнесенных к каждой трубной секции максимального радиуса кривизны.

Радиус кривизны  $R$  и кривизна  $k$  определяются из выражения:

$$k(x) = \frac{1}{R(x)} = \frac{\frac{d^2y}{dx^2}}{\left(1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}}, \quad (4.1)$$

где  $y(x)$ ,  $x$  - координаты оси трубопровода в горизонтальной или вертикальной плоскостях на участке контроля относительно хорды, соединяющей крайние точки участка.

Допустимый радиус кривизны определяется по стандарту СП 36.13330.2012 [4, п.8.3]:

$$R_{\text{доп}} = 5D_{\text{н}}, \quad (4.2)$$

где  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр участка трубопровода, мм.

Условие допустимости радиуса кривизны, выполнено для всех участков газопровода:

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<b>Анализ результатов внутритрубной диагностики</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					53	1529
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91		

$$R(x) \geq R_{\text{доп}} \quad (4.3)$$

Искривление участков газопровода приводит к дополнительным напряжениям. Участки с наименьшими радиусами являются участками концентрации напряжений. Также должно присутствовать обоснование нормативного допустимого изгиба оси трубопровода на  $1000 \cdot D$  в рамках расчета на прочность в соответствии с требованиями СП 34-116-97 [2].

Все дефекты, которые возникли в процессе эксплуатации относятся к эксплуатационным дефектам и являются развивающимися дефектами. Участки, на которых обнаружены эксплуатационные дефекты подлежат ремонту. Время проведения ремонта зависит от времени достижения предельного состояния участка, которое определяется скоростью развития дефекта. Эксплуатационные дефекты обязательно устраняются, но время устранения определяется временем достижения предельного состояния. Признаки отнесения дефектов к эксплуатационным [6]:

1. Наружные внутренние дефекты «потерей металла», глубина которой превышает минусовой допуск. Определяется скорость коррозии и время до достижения критической глубины дефекта.

2. Искривления оси трубопровода, приводящие к нарушению нормативных условий прочности. Определяется скорость изменения радиуса искривления и время до достижения предельного состояния искривления, которое определяется из условия возникновения пластического деформирования.

Остальные дефекты – уменьшение внутреннего диаметра (вмятины, овальность, гофры), механические повреждения (задиры, сколы трещины), внутривнутренние дефекты в виде расслоений относятся к технологическим, не эксплуатационным дефектам. Технологические дефекты могут развиваться только под воздействием механизмов повреждаемости, указанных выше.

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Необходимость и сроки их устранения определяются эксплуатационной повреждаемостью участка расположения дефекта, которая может привести к развитию технологического дефекта.

При анализе данных ВТД в первую очередь выделяются эксплуатационные дефекты.

#### 4.2 Данные ВТИ и классификация несоответствий, зарегистрированных при выполнении внутритрубной инспекции промыслового газопровода

Результаты внутритрубной инспекции по контролю потери металла записываются для каждой трубной секции на трассе участка трубопровода с указанием расстояния до шва и расположения дефекта в трубной секции.

Все обнаруженные дефекты ранжируются по геометрическим размерам (длине вдоль трубы  $L$  и ширине вдоль периметра трубы  $W$  относительно номинальной толщины трубы  $A$ ) дефекта на 7 (семь) категорий [6]:

- 1) Обширная аномалия:  $\{[W \geq 3A] \text{ и } [L \geq 3A]\}$ ;
- 2) Язвенная коррозия:  $\{([1A \leq W < 6A] \text{ и } [1A \leq L < 6A] \text{ и } [0.5 < L/W < 2]) \text{ и не } ([W \geq 3A] \text{ и } [L \geq 3A])\}$ ;
- 3) Продольная канавка:  $\{[1A \leq W < 3A] \text{ и } [L/W \geq 2]\}$ ;
- 4) Поперечная канавка:  $\{[L/W \leq 0.5] \text{ и } [1A \leq L < 3A]\}$ ;
- 5) Точечная коррозия:  $\{[0 < W < 1A] \text{ и } [0 < L < 1A]\}$ ;
- 6) Продольный шлиц:  $\{[0 < W < 1A] \text{ и } [L \geq 1A]\}$ ;
- 7) Поперечный шлиц:  $\{[W \geq 1A] \text{ и } [0 < L < 1A]\}$ .

Также дефекты имеют следующую классификацию:

1. дефекты геометрии трубы (связаны с изменением ее формы):
  - вмятина;
  - гофр;
  - овальность;
2. дефекты стенки трубы:

					<i>Анализ результатов внутритрубной диагностики</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

- потеря металла;
  - риска (царапина, задир);
  - расслоение – несплошность металла стенки трубы;
  
  - расслоение с выходом на поверхность (закат, плена прокатная)
  - расслоение, выходящее на внешнюю или внутреннюю поверхность трубы;
  
  - расслоение в околошовной зоне;
  - трещина;
3. дефекты сварного шва (дефекты непосредственно в сварном шве или в околошовной зоне: трещины, непровары, несплавления, поры, шлаковые включения, подрезы, превышения проплава и др.);
  4. комбинированные дефекты;
  5. недопустимые конструктивные элементы (это элементы или соединительные детали, не соответствующие требованиям действующих нормативно-технических документов: тройники, плоские заглушки и днища, сварные секторные отводы, переходники, вварные и накладные заплаты всех видов и размеров)

### 4.3 Обработка данных толщинометрии

Аномалии потери металла с расчётной глубиной в [%] делятся на 5 (пять) категорий [17]:

- 1) глубина  $\leq 9\%$  – очень легкая потеря металла;
- 2) глубина 10 – 19 % – легкая потеря металла;
- 3) глубина 20 – 39 % – средняя потеря металла;
- 4) глубина 40 – 59 % – тяжелая потеря металла;
- 5) глубина  $\geq 60\%$  – очень тяжелая потеря металла.

Оценка допустимости дефекта по глубине выполняется сравнением остаточной толщины с расчетной толщиной по СП 36.13330-97 [4].

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Расчетные значения средней толщины стенки и среднеквадратичного отклонения с доверительной вероятностью 99% определялось в соответствии с выражениями (Л.В. Румшинский. Элементы теории вероятностей. М.: Наука. 1970 г):

$$S_p = S_{\text{изм}} - \frac{t(P, N)\sigma_{\text{изм}}}{\sqrt{N}}, \quad (4.4)$$

$$\sigma_p = \sigma_{\text{изм}} + \frac{3\sigma_{\text{изм}}}{\sqrt{2(N-1)}}, \quad (4.5)$$

где  $S_{\text{изм}}$  – средняя величина толщины стенки;

$\sigma_{\text{изм}}$  – среднеквадратичное отклонение;

$P = 0,99$  – доверительная вероятность;

$N$  – число измерений,  $t(0,99, N)$  – коэффициенты Стьюдента (Таблица коэффициентов Стьюдента представлена: Л.В. Румшинский. Элементы теории вероятностей. М.: Наука. 1970 г).

Минимально возможная толщина стенки трубопровода на данном участке определялась с доверительной вероятностью 99% по следующей формуле [17]:

$$S_{\text{мин}}^{\text{вер}} = S_{\text{ср}} - 2,6 \cdot \sigma_p. \quad (4.6)$$

Также для всех дефектов выполняется оценка допустимости дефекта по остаточной толщине согласно СП 13.3330-2012 и СП 34-116-97 [4,2].

Для локальных дефектов с глубиной выше 15% выполняется расчет на прочность и ресурс в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [5] и API В31G [16] и с учетом напряженно-деформированного состояния по трассе.

Для дефектов до 7% проводится оценка допустимости таких дефектов сварного шва выполнена в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 [4].

#### 4.4 Расчет напряжено-деформированного состояния участков промыслового газопровода

Для данного расчета используются следующие данные:

- $P$  – внутреннее давление;
- $\alpha = 1,1 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$  – коэффициент линейного расширения,
- $E=2,06 \cdot 10^6$  МПа - модуль упругости (Юнга),
- $\mu = 0,3$  - коэффициент Пуассона,
- $\delta_n$  – номинальная толщина, мм;
- $D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;
- $D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, мм;
- $\Delta T$  - перепад температуры стенки трубы (в соответствии с проектным расчетом на прочность);
- $n=1,1$  – коэффициент запаса по давлению;
- $R$  - радиус кривизны участков, мм.

Напряженное состояние определяется компонентами напряжений, действующих:

- Вдоль оси трубы – осевые (продольные) напряжения;
- В сечении по окружности трубопровода - кольцевые напряжения.

Компоненты напряжений зависят от внутреннего давления, перепада температур, конструктивных параметров трубопровода и модулей упругости.

В соответствии с СП 34-116-97 компоненты напряжений определяются как продольные напряжения на вогнутой стороне трубопровода при изгибе

$$\sigma_{пр,N} = \mu\sigma_{кц} - \alpha E \Delta T - \frac{E D_n}{2R}, \quad (4.7)$$

продольные напряжения на выпуклой стороне трубопровода при изгибе

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

$$\sigma_{пр,N} = \mu\sigma_{кц} - \alpha E\Delta T + \frac{E D_H}{2R}, \quad (4.8)$$

кольцевые напряжения

$$\sigma_{кц} = \frac{nP(D_H - 2\delta_n)}{2\delta_n}, \quad (4.9)$$

эквивалентные (суммарные) напряжения:

$$\sigma_{экр} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{пр})^2 + (\sigma_{кц} + nP)^2 + (\sigma_{пр} + nP)^2}, \quad (4.10)$$

где  $R_1$  – нормативное сопротивление сечения трубы (в соответствии с СП 34-116-97), вычисленное как минимальное значение на основе предела прочности и текучести

$\sigma_{пр} = 1,2 \cdot R_1$  – предельное напряжение, вычисленное на основе минимального значения сопротивления сечения трубы и в соответствии с проектным расчетом на прочность.

#### 4.5 Расчет на прочность и пластичность

В качестве критического радиуса принимаются следующие величины:

1. Проектное требование по искривлению участка при строительно-монтажных работах в процессе укладки трубопровода -  $1000 \cdot D$ ,  $D$  – наружный диаметр трубопровода.

2.  $R_c^H$  – радиус кривизны участка, для которого при  $R \geq R_c^H = \blacksquare$  мм  $\blacksquare$  м выполняются нормативные условия прочности.

3.  $R_c^Y$  – радиус кривизны участка, для которого при  $R < R_c^Y = \blacksquare$  мм  $\blacksquare$  м возникает пластическая деформация при изгибе.

4. При  $R_c^Y \leq R \leq R_c^H$  – нормативные условия прочности не выполняются, но не возникает пластического деформирования.

Участки, на которых возникает пластическая деформация, и ремонтные участки подлежат проверке и при подтверждении искривления ремонту. Потенциально опасные участки, для которых  $R_c^Y \leq R \leq R_c^H$  – нормативные условия прочности не выполняются, но не возникает пластического деформирования должны проверяться при следующей внутритрубной диагностике.

#### 4.6 Расчет на прочность и ресурс участков с дефектами, с учетом нде

##### 4.6.1 Нормативные расчеты на прочность по данным вероятностного распределения толщин стенки трубопровода

Состав нагрузок при проведении расчетов на прочность определяется в соответствии с требованиями СП 34-116-97.

Состав нормативных расчетов включал:

- расчет на прочность от действия максимального рабочего давления – в соответствии с требованиями проекта и СП 36.13330.2012 [4];
- поверочный расчет на прочность и устойчивость от действия максимального рабочего давления и осевых сжимающих и растягивающих напряжений в соответствии с СП 34-116-97[2].

Расчет отбраковочных толщин участка на действие максимального рабочего давления производится в соответствии с СП 13.3330-2012:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)}, \quad (4.11)$$

где  $P$  – рабочее давление;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке для газопроводов;

$D_H$  – наружный диаметр;

$R_1$  – сопротивлением растяжению (сжатию), определяется по формулам:

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H}, \quad (4.12)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}. \quad (4.13)$$

Для расчета в соответствии с требованиями СП 36.13330-2012 и проектного расчета на прочность нужны следующие расчетные коэффициенты:

- 1) Коэффициент условий работы трубопровода ( $m$ ) для участков категории в соответствии с проектом;
- 2) Коэффициент надежности по назначению трубопровода ( $k_n$ );
- 3) Коэффициент надежности по нагрузке ( $n$ );
- 4) Коэффициент надежности по материалу ( $k_1$ );
- 5) Коэффициент несущей способности отвода  $k_2$ : (СП 13.3330-2012); в соответствии с проектом;
- 6) Минимальное значение временного сопротивления ( $R_{un}$ ) (в зависимости от стали);
- 7) Минимальное значение предела текучести ( $R_{yn}$ ) (в зависимости от стали).

#### 4.6.2 Расчет на прочность участков с локальными дефектами

При обнаружении дефектов потери металла, расположенных на основном металле и сварном шве следует проводить сравнение участков расположения локальных дефектов с расположением участков концентрации напряжений для того, чтобы понять, находятся ли они в зоне концентрации напряжений.

Для продольных дефектов локального утонения расчеты выполняются в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [5] и ASME B31G [16].

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Расчет на прочность дефектов сварных стыковых швов выполняется в соответствии с требованиями стандарта СТО Газпром 2-2.4-715-2013 [7] на основе диаграммы «целостность-разрушение».

Расчётов на прочность внутривнутренних дефектов потери металла проводится с использованием подхода на основе В31G, представленным в СТО Газпром 2-2.3-112-2009.

#### 4.6.3 Расчет на прочность и деформативность с учетом участков искривления трубопровода

Расчет выполняется на допускаемое расчетное сопротивление определенное в соответствии с требованиями СП 34-116-97.

R – сопротивление растяжению (сжатию) для стали 17Г1С, определяется по формуле:

$$R = \text{Min} \left( \frac{R_{un}\gamma_c}{\gamma_m\gamma_n}; \frac{R_{yn}\gamma_c}{0,9\gamma_n} \right). \quad (4.14)$$

Расчетные коэффициенты, задействованные в выражении (4.14):

- Коэффициент условий работы трубопровода ( $\gamma_c$ );
- Коэффициент надежности по назначению трубопровода ( $\gamma_n$ );
- Коэффициент надежности по нагрузке ( $\gamma_f$ );
- Коэффициент надежности по материалу ( $\gamma_m$ );
- Коэффициент несущей способности отвода  $\eta$ ;
- Коэффициент надежности по назначению трубопровода ( $k_H$ );
- Минимальное значение временного сопротивления ( $R_{un}$ ) (в зависимости от стали);
- Минимальное значение предела текучести ( $R_{yn}$ ) (в зависимости от стали).

Максимальные суммарные напряжения в трубопроводе, обусловленные действием внутреннего давления, продольных усилий от

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

теплового расширения и упругого изгиба с учетом овальности труб не должны превышать допустимых значений напряжений:

$$\sigma_{max} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 - \sigma_x \sigma_{hp} + 3\tau^2} \leq 1,2 \cdot R = R_e, \quad (4.15)$$

$$\Delta = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_{hp}^2 - \sigma_x \sigma_{hp} + 3\tau^2} - 1,2 \cdot R, \quad (4.16)$$

где  $R_e$  – расчетное сопротивление;

$\sigma_x$  — суммарные продольные напряжения, МПа;

$\sigma_{hp}$  — суммарные кольцевые напряжения, МПа;

$\tau$  — тангенциальные (касательные) напряжения, МПа.

Кольцевые напряжения от расчетного давления  $P$  [4, п.8.24, выр. 17]:

$$\sigma_{кц} = \frac{np(D - 2\delta_n)}{2\delta_n}. \quad (4.17)$$

Продольные осевые напряжения  $\sigma_{np,N}$  определяются от расчетного давления  $P$ , изгиба участка и температурного воздействия [4, п.8.24, выр. 18]:

$$\sigma_{npN} = \mu\sigma_{кц} - \alpha E \Delta t \pm \max\left(\frac{ED}{2R_{гор}}; \frac{ED}{2R_{верт}}\right), \quad (4.18)$$

где  $\alpha = 1,1 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$  – коэффициент линейного расширения;

$E=2,06 \cdot 10^4$  МПа – модуль упругости (Юнга);

$\mu = 0,3$  – коэффициент Пуассона;

$\delta_n$  – номинальная толщина;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы;

$\Delta T$  – перепад температуры стенки трубы, принятый при проведении проектного расчета.

В формуле берется максимум из значений изгибных напряжений в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Это обусловлено тем, что максимумы изгибных напряжений по окружности смещены на  $90^\circ$ : где максимум горизонтальных напряжений, там вертикальные изгибные напряжения отсутствуют и наоборот.

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Расчет на прочность с учетом искривления участков на первом этапе выполняется с определением критических радиусов кривизны. Сначала вычисляется критический радиус кривизны  $R_c^H$ , при котором выполняются нормативные условия прочности. Затем вычисляется критический радиус, при котором не возникает пластической деформации  $R_c^Y$ . При проведении расчетов учитывается минусовой допуск 5,0% (0,5 мм) в соответствии с ТУ 1303-003-12281990-2009 на поставку труб.

Если минимальный радиус кривизны участков  $R \geq R_c^H$  – выполняются нормативные условия прочности на пределе прочности с нормативным запасом. Если минимальный радиус кривизны участков  $R_c^Y \leq R \leq R_c^H$  – то нормативные условия прочности не выполняются, но не возникает пластического деформирования. Наиболее опасные участки для радиусов кривизны  $R < R_c^Y$  – когда возникает пластическая деформация.

#### 4.7 Оценка прочности и ресурса дефектов «потеря металла» типа поперечная и продольная канавки, обширная коррозия

В зависимости от геометрических параметров обнаруженных дефектов выбирается подход для оценки. Рассмотрим подход на основе В31G [16] представленный в СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [5].

Оценка степени опасности обнаруженных коррозионных дефектов (дефекты потери металла) осуществляется в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007 [5].

Максимально допустимая (критическая) глубина дефекта и разрушающее давление определялась в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-2007:

$$d_{\text{крит}} = t \frac{\left[ \frac{p_p^o (D_H - t)}{2t\sigma_{\text{вр}}} - 1 \right] \cdot Q}{\frac{p_p^o (D_H - t)}{2t\sigma_{\text{вр}}} - Q}, \quad (4.19)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left( \frac{1}{\sqrt{D_H \delta}} \right)^2}, \quad (4.20)$$

где  $l$  – длина коррозионного дефекта, мм;

$d$  – глубина коррозионного дефекта, мм;

$\delta$  – номинальная толщина стенки трубы, мм;

$p$  – давление (установленное разрешенное давление - при расчете границы закритических дефектов, испытательное - определяется согласно СНиП 2.05.06-85\* [4, п. 13.16], при расчете границы критических дефектов, установленное разрешенное давление, умноженное на коэффициент запаса  $K$  – при расчете границы потенциально опасных дефектов), МПа;

$D_H$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\sigma_{ep}$  – минимальное значение предела прочности, принимаемое по техническим условиям на трубы, МПа;

$Q$  – коэффициент, учитывающий длину дефекта;

$l$  – длина дефекта, мм.

Коэффициент запаса  $K$  рассчитывался в соответствии со СНиП 2.05.06-85\* по формуле:

$$K = \frac{0,9\gamma n_p k_1 k_H}{m}, \quad (4.21)$$

где 0,9 – поправочный коэффициент;

$\gamma$  – коэффициент, учитывающий проектное (нормативное) давление  $P$  на оцениваемом участке трубопровода, вычисляемый по формуле:

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_1}, \quad (4.22)$$

где  $n_p$  – коэффициент надежности по внутреннему давлению;

$p$  – рабочее давление в трубопроводе, МПа;

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию), вычисляемое в соответствии с нормами и правилами СНиП 2.05.06-85\* по формуле:

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_H} \sigma_{вр}, \quad (4.23)$$

где  $m$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу труб;

$k_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчет остаточного ресурса проводится на основе параметров дефекта (глубина, длина) и скорости коррозии, которая определяется локально для каждого несоответствия.

#### 4.8 Оценка прочности и ресурса кольцевых швов с дефектами «потеря металла» типа поперечный шлиц

Для дефектов, относящихся к дефектам поперечный шлиц с шириной не более 2,0 мм, расчет на прочность с применением моделей В31G невозможен. Подобные дефекты относятся к трещиноподобным дефектам, и их оценка выполняется в соответствии с требованиями стандарта СТО Газпром 2-2.4-715-2013 [7] на основе диаграммы «целостность-разрушение».

$$K_r = F(L_r) \text{ для } L_r \leq L_r^{max}, \quad (4.24)$$

$$K_r = 0 \text{ для } L_r > L_r^{max}, \quad (4.25)$$

$$K_r = \frac{K}{K_{mat}^*} \text{ при } L_r = \frac{\sigma_n}{\sigma_{02}^*}, \quad (4.26)$$

где  $K_r$  – расчетный параметр, определенный формулой, отвечающий за разрушение по механизму развития трещины;

$L$  – расчетный параметр, определенный формулой, отвечающий за разрушение по пластическому механизму;

$F(L_r)$ ,  $L_r^{max}$  – критериальная функция и предельное значение  $L_r$ , определяемое при конкретизации критерия, они рассчитываются по формулам:

$$F_r = (1 + 0,5L_r^2)^{-\frac{1}{2}} [0,3 + 0,7 \exp(-0,6L_r^6)], \quad (4.27)$$

					Анализ результатов внутритрубной диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

$$L_r^{max} = \frac{(\sigma_{02}^{mat} + \sigma_B^{mat})}{(2\sigma_{02}^{mat})}, \quad (4.28)$$

где  $\sigma_{02}^{mat}$ ,  $\sigma_B^{mat}$  – предел текучести и предел прочности металла, в котором находится дефект (обычно полагается, что характеристики прочности сварного шва совпадают с характеристиками основного металла);

$K$  – расчетное значение КИН дефекта, схематизированного полуэллиптической трещиной в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-715-2013 [7];

$\sigma_n$  – расчетное напряжение в нетто-сечении в соответствии СТО Газпром 2-2.4-715-2013 в зависимости от продольного напряжения (Для проведения расчетов принимается максимальное возможное растягивающее напряжение от действия внутреннего давления);

$K_{mat}^*$ ,  $\sigma_{02}^*$  – граничные значения КИН и минимального предела текучести металла, в котором находится дефект.

$K_{mat}^*$  определяется в соответствии с данными по ударной вязкости для полномасштабных образцов с V-образным надрезом KCV=27 Дж по API Spec 5L.

Для проведения расчетов дефект схематизируется поверхностной полуэллиптической трещиной с глубиной и длиной, соответствующих фактическим данным по результатам ВТД.

Расчет остаточного ресурса проводится на основе скорости коррозии, которая определяется локально для каждого несоответствия. Оценка остаточного ресурса проводится по отбраковочной толщине.

## 5. Расчетная часть

На графике (Рис. 5.1) показано распределение всех выявленных аномалий потери металла с глубиной выше уровня для включения в отчет. Этот график показывает количество аномалий по длине трубопровода.

Обработка данных по толщинометрии представлена в таблицах 8, 9, 10. Минимально измеренная толщина стенки в зоне локального утонения составила 5,8 мм. Минимальная возможная толщина стенки, вычисленная по данным толщинометрии вне зон локального утонения с использованием статистического распределения, составляет 9,0 мм. Максимальная скорость коррозии 0,1 мм/год принята в соответствии с принятой в проектной документации Раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений» Подраздел 6 Технологические решения. Часть 2 Система сбора и транспорта попутного газа. Книга 1. Текстовая часть.

График (Рис. 5.2) ориентации аномалий потери металла с указанием классификации по расположению на стенке трубы. На графике показана ориентация всех выявленных аномалий. Указано положение по циферблату – по ходу стрелки верхняя грань условного прямоугольника, обрисовывающего аномалию, если смотреть по ходу трубы.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<b>Расчетная часть</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					68	2429
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б91</i>		

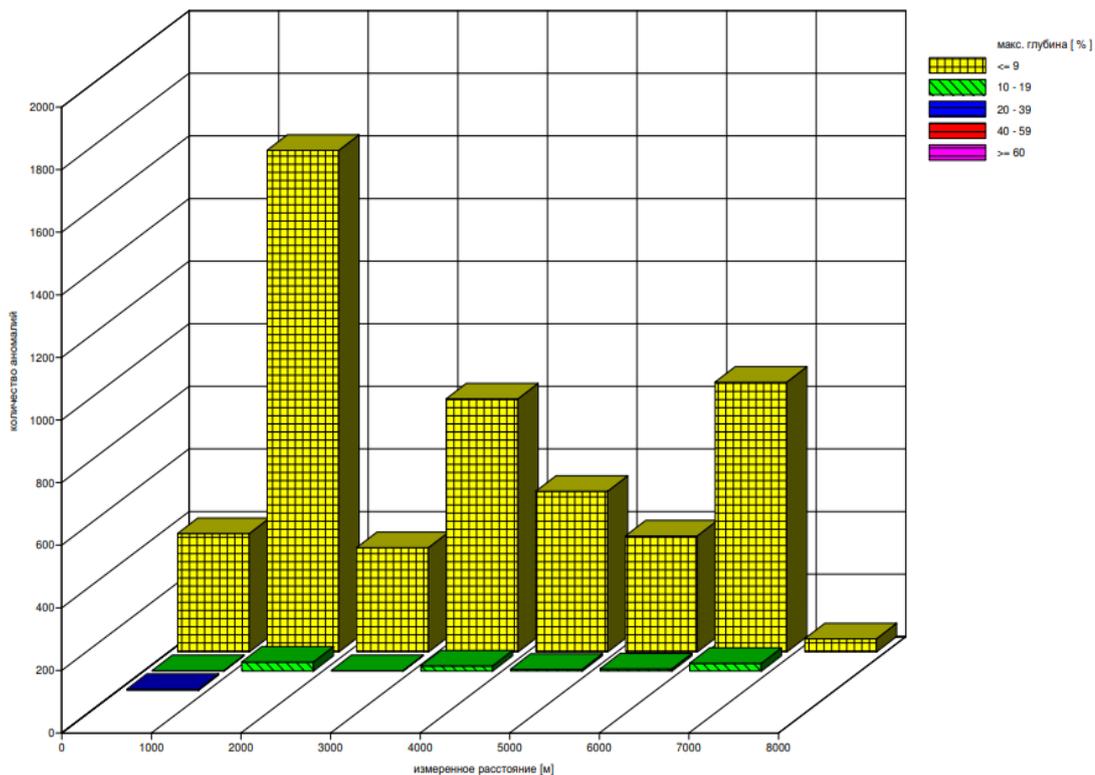


Рис. 5.1- График распределения аномалий потери металла по глубине

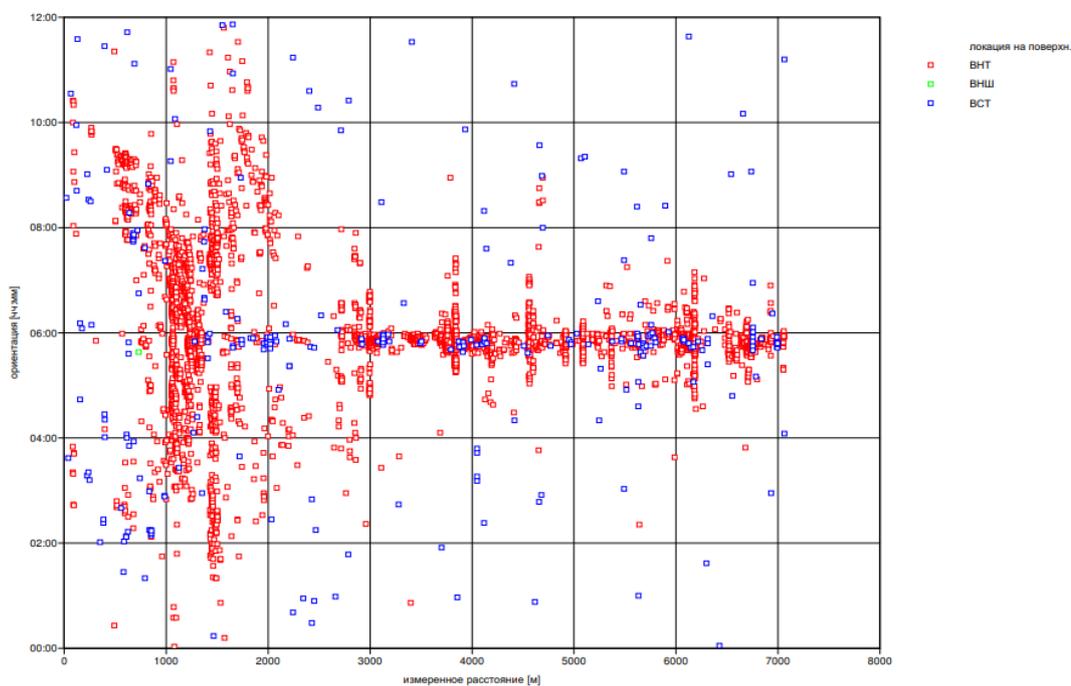


Рис. 5.2 - Ориентация аномалий потери металла по локации на поверхности

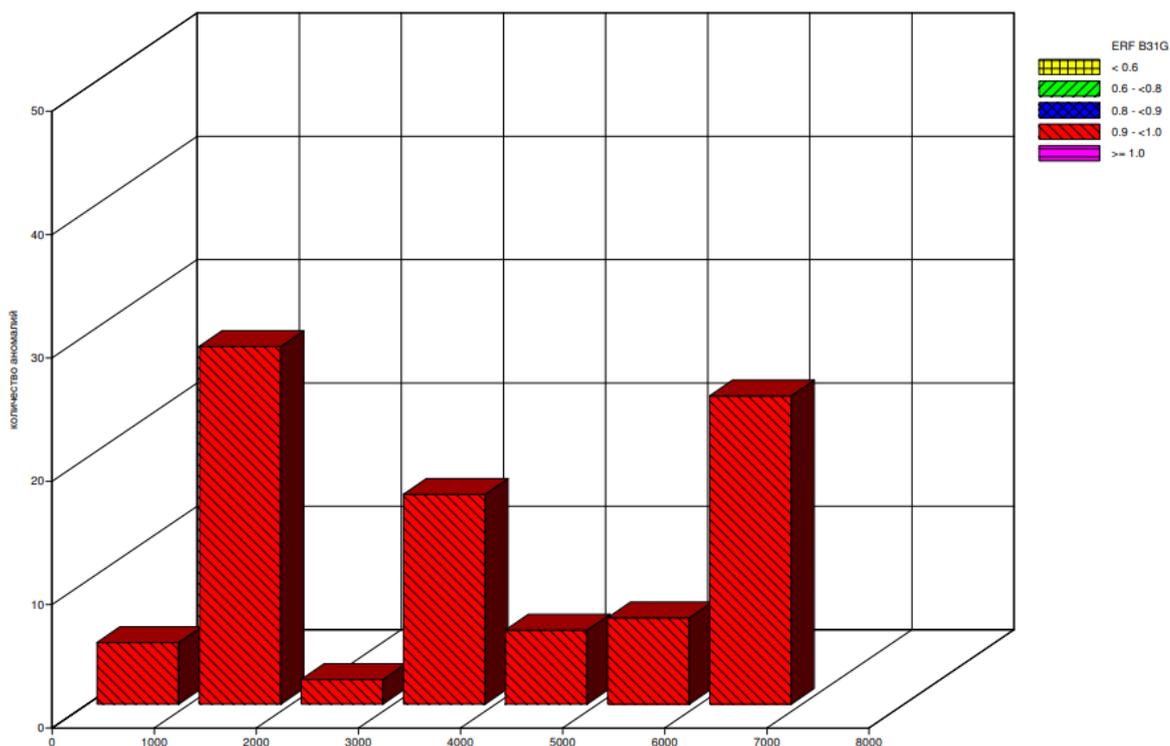


Рис.5.3 - График распределения аномалий по коэффициенту ERF (ASME B 31G)

**График распределения аномалий потери металла с расчетным коэффициентом ремонта ERF (по нормам ANSI/ASME B 31G)**

На графике (Рис. 5.3) показано распределение аномалий потери металла, для которых был рассчитан коэффициент ремонта ERF (по нормам ANSI/ASME B 31G)

**Обзорные графики по определению пространственного положения трубопровода XYZ**

***Изображение трубопровода.***

Данный график (Рис. 5.4) демонстрирует картографию трубопровода. Координаты указываются в системе координат WGS 84.

***График высотного профиля трубопровода***

Данный график (Рис. 5.5) демонстрирует высотный профиль трубопровода.

Данные отображаются относительно измеренного расстояния с привязкой по осевой линии трубопровода.

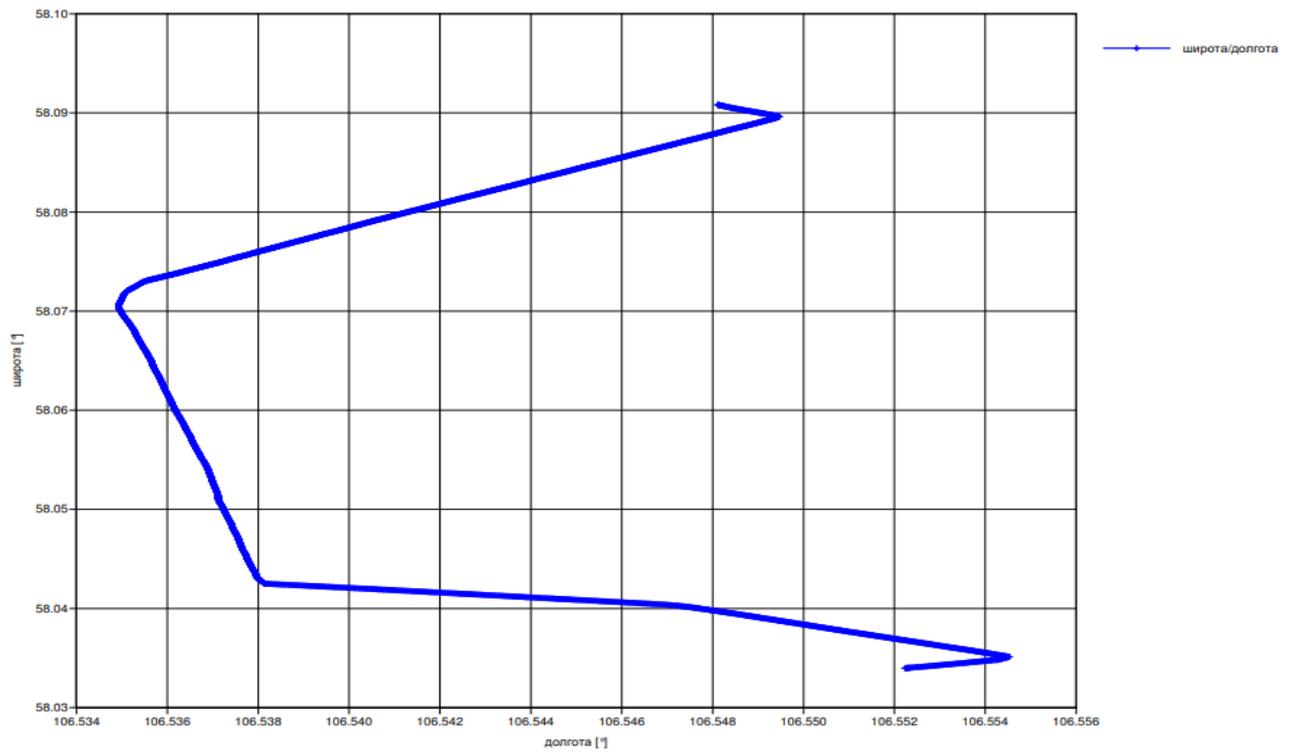


Рис. 5.4 – Изображение трубопровода в горизонтальной плоскости

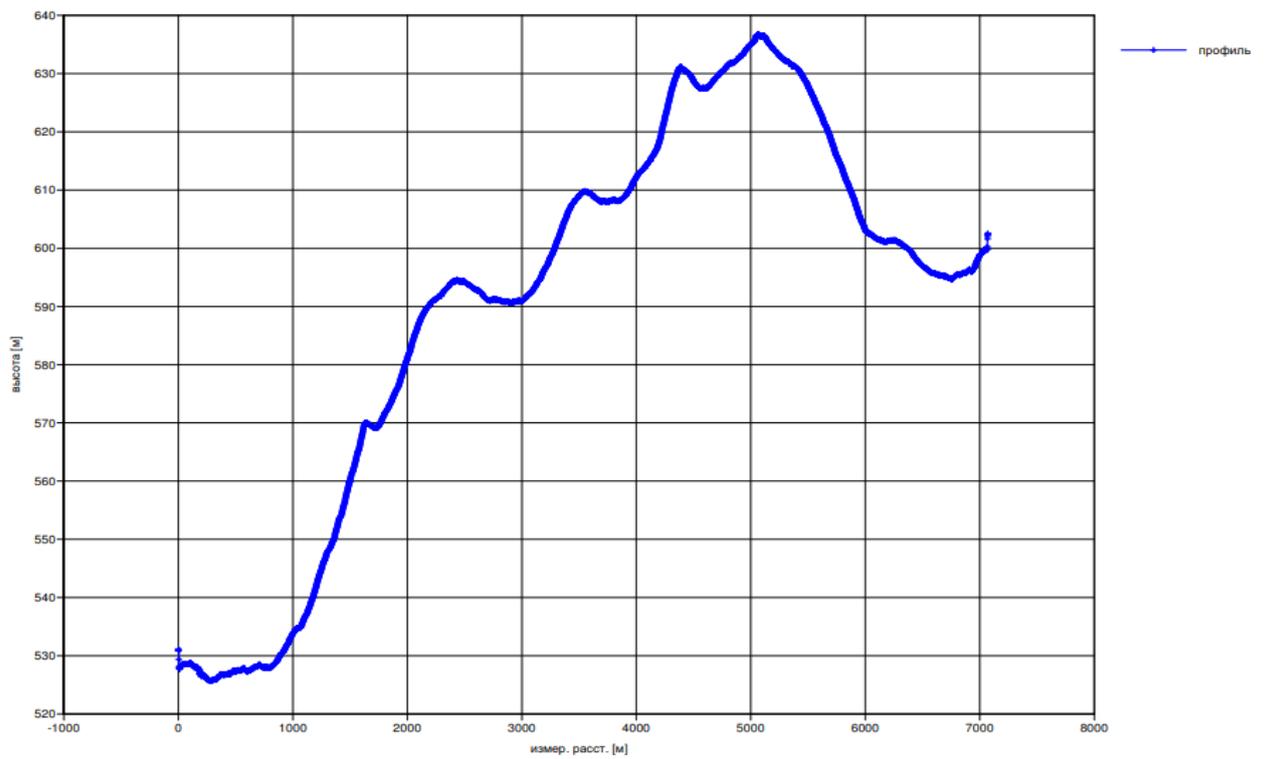


Рис. 5.5 - График высотного профиля трубопровода

## 5.1 Результаты внутритрубного диагностирования

### 5.1.1 Классификация дефектов и повреждений на эксплуатационные и технологические, критерии по срочности и срокам их ремонта

В Таблице 2 представлен компонентный состав газа, особенностями которого является наличие углекислого газа и сероводорода, которые в условиях наличия влаги приводят к интенсивной коррозии. В этом случае возможная повреждаемость газопровода в процессе эксплуатации связана со следующими механизмами повреждаемости:

1. Внутренняя коррозия в местах понижения трассы (скопления влаги) по нижней образующей.
2. Наружная, под изоляционная коррозия. В местах повреждения изоляции, воздействия блуждающих токов, скопления влаги под изоляцией.
3. Искривление участков трубопровода вследствие смещения в вертикальной и/или горизонтальной плоскостях.

Все дефекты, которые возникли в процессе эксплуатации относятся к эксплуатационным дефектам и являются развивающимися дефектами. Участки, на которых обнаружены эксплуатационные дефекты подлежат ремонту. Время проведения ремонта зависит от времени достижения предельного состояния участка, которое определяется скоростью развития дефекта. Эксплуатационные дефекты обязательно устраняются, но время устранения определяется временем достижения предельного состояния. Признаки отнесения дефектов к эксплуатационным:

1. Наружные и внутренние дефекты «потерей металла», глубина которой превышает минусовой допуск. Определяется скорость коррозии и время до достижения критической глубины дефекта.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		72

2. Искривления оси трубопровода, приводящие к нарушению нормативных условий прочности. Определяется скорость изменения радиуса искривления и время до достижения предельного состояния искривления, которое определяется из условия возникновения пластического деформирования.

Остальные дефекты - уменьшение внутреннего диаметра (вмятины, овальность, гофры), механические повреждения (задиры, сколы трещины), внутритрубные дефекты в виде расслоений относятся к технологическим, не эксплуатационным дефектам. Технологические дефекты могут развиваться только под воздействием механизмов повреждаемости, указанных выше. Необходимость и сроки их устранения определяются эксплуатационной повреждаемостью участка расположения дефекта, которая может привести к развитию технологического дефекта.

Ниже при анализе данных ВТД в первую очередь выделяются эксплуатационные дефекты.

### **5.1.2 Результаты обработки данных геодезического контроля и расчет радиуса кривизны**

При внутритрубном диагностировании определено пространственное положение и высотные отметки вдоль трассы промышленного газопровода. По этим данным определены радиусы кривизны. Обработка данных высотных отметок составила 100% участков трассы.

Обработка данных связана с определением на участке промышленного газопровода радиусов кривизны вдоль трассы трубопровода по высотным отметкам, отнесенных к каждой трубной секции максимального радиуса кривизны.

Радиус кривизны  $R$  и кривизна  $k$  определяются из выражения

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		73

$$k(x) = \frac{1}{R(x)} = \frac{\frac{d^2y}{dx^2}}{\left(1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right)^{\frac{3}{2}}} \quad (5.1)$$

где  $y(x)$ ,  $x$  - координаты оси трубопровода в горизонтальной или вертикальной плоскостях на участке контроля относительно хорды, соединяющей крайние точки участка.

Допустимый радиус кривизны определяется (СП 36.13330.2012, п.8.3)

$$R_{\text{доп}} = 5D_n \quad (5.2)$$

где  $D_n$  – наружный диаметр участка трубопровода, мм.

Условие допустимости радиуса кривизны, выполнено для всех участков газопровода

$$R(x) \geq R_{\text{доп}} \quad (5.3)$$

Искривление участков газопровода приводит к дополнительным напряжениям. Участки с наименьшими радиусами являются участками концентрации напряжений. Результаты расчета радиусов кривизны участков представлены в Приложении Б для участков, радиус кривизны которых менее  $1000 \cdot D$ ,  $D = \blacksquare$  мм – наружный диаметр трубопровода. Общее количество обработки данных  $\blacksquare$  трубных секций.

### 5.1.3 Данные ВТИ и классификация несоответствий, зарегистрированных при выполнении внутритрубной инспекции промышленного газопровода

Всего были заявлены  $\blacksquare$  аномалии потери металла, превышающие порог для включения в отчет. Максимальная расчетная глубина аномалии составила  $\blacksquare$  ( $\blacksquare$  мм) потери толщины стенки. Из них:

–  $\blacksquare$  ( $\approx \blacksquare$  %) аномалий классифицированы как ‘потеря металла - коррозионная аномалия / кластер коррозионных аномалий (MELO-CORR / MELO-COCL) ’.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

– █████ (≈█████ %) аномалий классифицированы как ‘потеря металла - заводская аномалия / кластер заводских аномалий (MELO-MIFE / MELO-MICL) ’.

– █████ (≈█████ %) аномалий классифицированы как ‘потеря металла – аномалия кольцевого шва (MELO-GWFE) ’.

– Аномалии потери металла с расчетным коэффициентом ремонта  $ERF \geq 1$  (по нормам ANSI/ASME B31G) не выявлены.

– Аномалий геометрии, превышающие порог для включения в отчет  $\geq 2\%$  сужения ВД, не выявлены.

– Выявлена █████ ‘заводская аномалия (MILL)’, которая не представляет фактическую потерю металла и поэтому заявлена без указания глубины.

– Выявлены █████ отводов.

Обзор распределения аномалий потери металла в соответствии с их глубиной в процентах представлен в Таблицах 4-6.

Таблица 4 – Коррозионные аномалии

№ п.п.	Глубина потери металла	Всего	Положение на стенке трубы		
			внутр.	внешн.	внутр и стенок и
1	2	3	4	5	6
1	$\geq 60\%$ ( $\geq 6,0$ мм)	█████	█████	█████	█████
2	40 – 59 % (4,0 мм-5,9 мм)	█████	█████	█████	█████
3	20 – 39 % (2,0 мм-3,9 мм)	█████	█████	█████	█████
4	10 – 19 % (1,0 мм-1,9 мм)	█████	█████	█████	█████
5	$\leq 9\%$ ( $\leq 0,9$ мм)	█████	█████	█████	█████
<b>Всего:</b>		█████	█████	█████	█████

Таблица 5 – Не коррозионные аномалии потери металла

п.п.	Глубина потери металла	Всего	Положение на стенке трубы		
			внутр.	внешн.	внутри стенки
1	2	3	4	5	6
1	≥ 60 % (≥6,0 мм)	■	■	■	■
2	40 – 59 % (4,0 мм-5,9 мм)	■	■	■	■
3	20 – 39 % (2,0 мм-3,9 мм)	■	■	■	■
4	10 – 19 % (1,0 мм-1,9 мм)	■	■	■	■
5	≤ 9 % (≤0,9 мм)	■	■	■	■
Всего:		■	■	■	■

Таблица 6 – Все аномалии потери металла

п.п.	Глубина потери металла	Все аномалии
1	2	3
1	≥ 60 % (≥6,0 мм)	■
2	40 – 59 % (4,0 мм-5,9 мм)	■
3	20 – 39 % (2,0 мм-3,9 мм)	■
4	10 – 19 % (1,0 мм-1,9 мм)	■
5	≤ 9 % (≤0,9 мм)	■
Всего		■

Расслоения с потерей металла ≥ 80 % не выявлены.

Зафиксированные в ходе внутритрубной инспекции инсталляции представлены в Таблице 7.

Таблица 7 – Инсталляции

п.п.	Наименование	Количество
1	2	3
1	Задвижки/краны	■
2	Тройники/отводы	■
3	Другое (фланцы, кожухи и пр.)	■

При проведении внутритрубного диагностирования участка промышленного трубопровода «Газопровод от ДКС до УКПГ» Ду ■■■, протяженностью ■■■ км, были обнаружены в основном дефекты потери металла, идентифицированные компанией исполнителем ВТД как не коррозионные дефекты, а также аномалии, идентифицированные как расслоения.

#### 5.1.4 Результаты обработки данных толщинометрии

Особенностью данных результатов контроля стенки трубопровода являются:

- наличие внутрискрипных дефектов основного металла (расслоения);
- наличие участков утонения стенки труб, расположенных на внутренней поверхности.

Количество внутрискрипных дефектов с потерей металла 10%÷19% составляет ■■■ трубные секции, остальные внутрискрипные дефекты с потерей металла менее 9%. Данные дефекты относятся к технологическим, возникшим при изготовлении листового проката. Дефекты находятся внутри стенки трубопровода и являются не растущими. Для наиболее протяженных дефектов будет выполнен расчет на прочность.

Количество дефектов на внутренней поверхности трубопровода с потерей металла 10%÷19% значительно больше и составляет ■■■ участков. С потерей металла менее 9% (минусовой допуск) составляет ■■■ участков. Все эти дефекты классифицированы как эксплуатационные. В соответствии с результатами обработки по ориентации дефектов большая часть их сосредоточена вблизи нижней образующей в области ■■■ч÷■■■ч и значительное количество на участке от ■■■ км до ■■■ км от ДКС. Коррозионная повреждаемость промышленного трубопровода «Газопровод от ДКС до УКПГ» Ду ■■■, протяженностью ■■■ км обусловлена двумя факторами:

1. Газ сырой, не осушенный, содержащий влагу.
2. Наличие в составе газа углекислого газа и сероводорода, что при наличии влаги приводит к коррозионной повреждаемости по нижней образующей.

Статистическая обработка данных по толщинометрии по результатам внутритрубного контроля выполнена с доверительной вероятностью 99% для дефектов на внутренней поверхности, которая позволила определить минимально возможную толщину стенки и максимально возможную скорость коррозии. Допустимость минимально возможной толщины стенки выполнена сравнением с расчетной толщиной стенки, вычисленной в соответствии с требованиями СП 34-116-97 и проекта.

Результаты обработки данных толщинометрии без учета зон локального утонения представлены в Таблице 8.

Таблица 8 - Результаты обработки данных толщин стенок промышленного газопровода

п/п	Наименование трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Средняя величина толщины стенки $S_{изм}$ , мм	Среднеквадратичное отклонение $\sigma_{изм}$ , мм	Мин./ Макс. измеренная толщина стенки, мм	Отв оды
1	«Газопровод от ДКС до УКПГ»	■	■	■	■	-

Расчетные значения средней толщины стенки и среднеквадратичного отклонения с доверительной вероятностью 99% определялось в соответствии с выражениями (Л.В. Румшинский. Элементы теории вероятностей. М.: Наука. 1970 г)

$$S_p = S_{изм} - \frac{t(P, N)\sigma_{изм}}{\sqrt{N}} \quad (5.4)$$

$$\sigma_p = \sigma_{изм} + \frac{3\sigma_{изм}}{\sqrt{2(N-1)}} \quad (5.5)$$

где

$S_{изм}, \sigma_{изм}$  – представлены в Таблице 8;

$P=0,99$  – доверительная вероятность,

$N$ -число измерений,

$t(0,99, N)$  – коэффициенты Стьюдента (Таблица коэффициентов

Стьюдента представлена: Л.В. Румшинский. Элементы теории вероятностей. М.: Наука. 1970 г).

Минимально возможная толщина стенки трубопровода на данном участке определялась с доверительной вероятностью 99% по следующей формуле (ОСТ 153-39.4-010-2002)

$$S_{мин}^{вер} = S_{ср} - 2,6 \cdot \sigma_p \quad (5.6)$$

Результаты проведенных расчетов представлены в Таблице 9.

Таблица 9 - Расчетные значения средних толщин и среднеквадратичных отклонений участков промышленного газопровода

п/п	Наименование трубопровода	Диаметр и толщина стенки трубы, мм	Расчетное значение средней величина толщины стенки, $S_p$ , мм	Расчетное значение среднекв. отклонения $\sigma_p$ , мм	Минимально возможная толщина стенки трубы, $S_{мин}^{вер}$ , мм
1	«Газопровод от ДКС до УКПГ»	■	■	■	■

Таким образом, минимальное значение стенки трубопровода составляет ■ мм. С учетом минусового допуска общий коррозионный износ отсутствует. Скорость общей коррозии в соответствии с данными проекта принимается ■ мм/год.

Результаты обработки данных толщинометрии для повреждаемости по внутренней поверхности представлены в Таблице 10. С учетом минусового допуска при поставке труб не более 5% (0,5 мм), скорость коррозии возросла до ■■■ мм по сравнению с принятой в проекте ■■■ мм.

Таблица 10 - Результаты толщинометрии по данным внутритрубного диагностирования

№ п.п.	Участок промышленного газопровода	Год окончания монтажа / время эксплуатации / протяженность, км	Диаметр х толщина, мм	Мин./ Макс. измеренная толщина стенки, мм	Средняя величина толщины стенки, мм	Отводы
1	2	3	4	5	6	7
1	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	-

Расчет отбраковочных толщин участка Газопровод ■■■■» Ду ■■■, протяженностью ■■■ км на действие максимального рабочего давления производится в соответствии с СП 13.3330-2012:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(R_1 + np)} \quad (5.7)$$

где

P - рабочее давление,

n - коэффициент надежности по нагрузке для газопроводов,

D<sub>H</sub> - наружный диаметр,

R<sub>1</sub> - сопротивлением растяжению (сжатию), определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_H} = \text{■■■■} \text{ МПа}$$

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H} = \text{■■■■} \text{ МПа}$$

Расчет промышленного трубопровода «Газопровод [REDACTED]» Ду [REDACTED] в соответствии с требованиями СП 36.13330-2012 и проектного расчета на прочность. Расчетные коэффициенты:

1. Коэффициент условий работы трубопровода ( $m$ ) для участков I категории: 0.70; в соответствии с проектом: [REDACTED].
  2. Коэффициент надежности по назначению трубопровода ( $k_n$ ): 1,0.
  3. Коэффициент надежности по нагрузке ( $n$ ): 1.10.
  4. Коэффициент надежности по материалу ( $k_1$ ): 1,47.
  5. Коэффициент несущей способности отвода  $k_2$ : 1.15 (СП 13.3330-2012); в соответствии с проектом: [REDACTED].
  6. Коэффициент надежности по назначению трубопровода ( $k_H$ ): 1.00.
  7. Минимальное значение временного сопротивления ( $R_{un}$ ): [REDACTED] МПа ([REDACTED]).
  8. Минимальное значение предела текучести ( $R_{yn}$ ): [REDACTED] МПа ([REDACTED]).
- При проведении расчетов температурный перепад принимается [REDACTED] °С.

Прибавка на коррозию [REDACTED] мм.

Значения расчетных толщин для труб в соответствии со СП 34-116-97 представлены в Таблице 11.

Таблица 11 - Отбраковочные значения толщин стенок промышленных газопроводов по СП 34-116-97

п/п	Трубопровод	Давление, МПа	Материал	Диаметр x Толщина стенки, мм	Мин толщина Стенки <sup>*)</sup> , мм	Расчетные толщины стенок труб, мм
1	2	3	4	5	6	7
1	«Газопровод от ДКС до УКПГ»	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

<sup>\*)</sup> минимально возможная толщина стенки по показателям общего коррозионного износа [REDACTED] мм, в зоне локального утонения [REDACTED] мм.

Сравнение минимально измеренных толщин с отбраковочными значениями показывает, что условие прочности труб вне зон локального

утолнения **выполнены**. Остаточный ресурс составляет не менее [ ] лет по показателям общего коррозионного износа со скоростью [ ] мм/год.

Оценка допустимости дефекта по глубине выполнена сравнением остаточной толщины с расчетной толщиной [ ] мм по СП 36.13330-97. В соответствии с результатами Таблицы 10 запасы по толщине стенки имеются, но незначительные.

Результаты обработки данных для наиболее глубоких дефектов представлены в Таблице П1. Глубина таких дефектов выше 15% от номинальной толщины стенки трубопровода. В соответствии с результатами Таблицы П1 эти дефекты признаны допустимыми по нормам отбраковки.

Для этих локальных дефектов выполнен расчет на прочность и ресурс в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-112-2007 и API B31G и с учетом напряженно-деформированного состояния по трассе.

В Таблице П2 представлены наиболее глубокие и наиболее протяженные внутрискладные дефекты (расслоения), для которых будут выполнены расчеты на прочность.

По результатам ВТД обнаружено 6 дефектов потери металла, расположенных на сварном шве. Два наиболее опасных дефекта глубиной 9% представлены в Таблице П3. Остальные дефекты глубиной до 7%, что вблизи минусового допуска. Данные дефекты находятся на внутренней поверхности трубопровода глубиной [ ] мм и идентифицированы как несплавления. Оценка допустимости таких дефектов сварного шва выполнена в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы». По параметрам глубины и длине дефекты оценены как недопустимые.

Дефекты геометрии внутреннего диаметра трубопровода (овальность, вмятины, смещение кромок, гофры) **не обнаружены**.

### 5.1.5. Анализ дефектов изгиба трубопровода

Расчет выполнен для типоразмера труб [ ] мм. В качестве критического радиуса приняты следующие величины:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

1. Проектное требование по искривлению участка при строительномонтажных работах в процессе укладки трубопровода -  $1000 \cdot D$ ,  $D = \blacksquare$  мм – наружный диаметр трубопровода.

2.  $R_c^H$  – радиус кривизны участка, для которого при  $R \geq R_c^H = \blacksquare$  мм  $\blacksquare$  м выполняются нормативные условия прочности.

3.  $R_c^Y$  – радиус кривизны участка, для которого при  $R < R_c^Y = \blacksquare$  мм  $\blacksquare$  м возникает пластическая деформация при изгибе.

4. При  $R_c^Y \leq R \leq R_c^H$  – нормативные условия прочности не выполняются, но не возникает пластического деформирования.

Обработка данных контроля включала расчет с учетом радиусов кривизны участков параметров напряженно-деформированного состояния и вычисление критических радиусов кривизны для всех участков контроля. Результаты расчета представлены в Таблице Б2 для участков, на которых возникает пластическая деформация и для ремонтных участков. Эти участки подлежат проверке и при подтверждении искривления ремонту.

Изображения профиля трубопровода и самого трубопровода в географических координатах вместе с нанесенными самыми опасными дефектами представлены в приложении В и Г соответственно.

По анализу результатов диагностики для повышения ресурса были предложены следующие мероприятия:

- Секции  $\blacksquare$ ,  $\blacksquare$ ,  $\blacksquare$  на которых обнаружено недопустимое искривление трубопровода в вертикальной плоскости – ремонт установкой галтельной муфты ПЗ на сварные соединения.

- Секция  $\blacksquare$  на которой обнаружено недопустимое искривление трубопровода в вертикальной плоскости – ремонт установкой галтельной муфты ПЗ на сварные соединения.

- Секции  $\blacksquare$ ,  $\blacksquare$ ,  $\blacksquare$  на которых обнаружена максимальная скорость коррозии и минимальный ресурс – ремонт установкой обжимной муфты П2.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Так же для уменьшения скорости коррозии предлагается установка фильтра-грязеуловителя, а также ввод ингибиторов коррозии на ДКС.

### 5.1.6 Расчет перепада давления на местном сопротивлении

При использовании фильтр-грязеуловителя на месте происходит перепад давления, который определяется коэффициентом местного гидравлического сопротивления. Коэффициент зависит от параметров устройства и свойств фильтруемой среды, таких как скорость и плотность. Поэтому более предпочтительным критерием чистоты фильтрующих элементов является коэффициент местного гидравлического сопротивления, а не перепад давления, который зависит от физических свойств среды и режима ее движения. Компонентный состав перекачиваемой среды играет важную роль в формировании отложений на внутренней стенке трубопровода по характеристикам, таким как адгезия, толщина и прочность.

Определить расход и потерю давления в гидравлической системе, представленной на рис. 5.6.

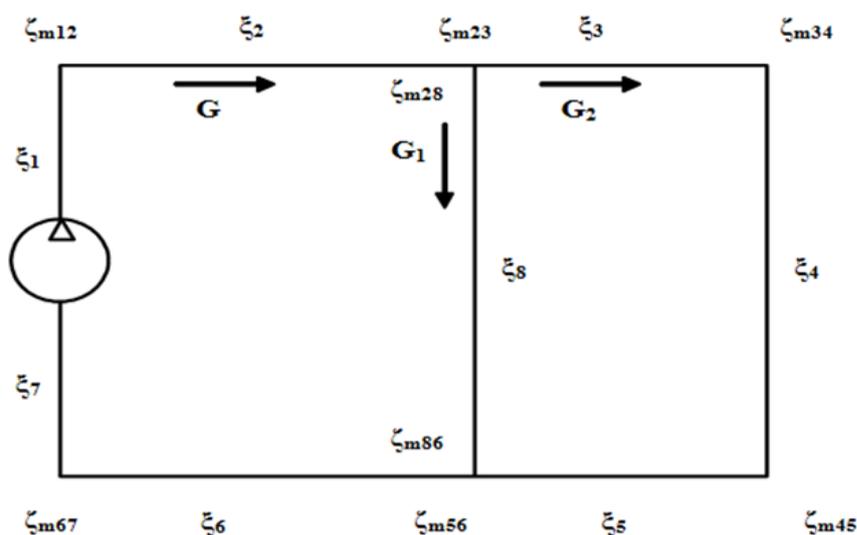


Рис.5.6 Гидравлическая схема

По трубам (гидравлически гладким) движется воздух при давлении 0,4 МПа и температуре 300К. Размеры элементов системы приведены в таблице 12. Расходная характеристика нагнетательного элемента, являющаяся

зависимостью величины расхода от перепада давлений на элементе, задана зависимостью  $Q(\Delta P) = 0,05 - 1,25 \cdot 10^{-5} \cdot \Delta P$

Таблица 12. – Размеры элементов системы.

N	1	2	3	4	5	6	7	8
L,м	1,0	2,0	1,5	2,0	1,5	2,0	1,0	2,0
D,м	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,010

1. Так как для рассматриваемой гидравлической системы расход неизвестен, то для ее решения применим графоаналитический метод. Считая, что давление в системе изменяется незначительно, уравнению состояния идеального газа определим плотность газа:

$$\rho = \frac{P}{RT}, \quad (5.8)$$

Где,

$\rho$  = плотность, кг/м<sup>3</sup>,

P=давление, Н/м<sup>2</sup>

T=температура, К

R=универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К).

$$\rho = \frac{4 * 10^5}{8,31 * 300} = 4,646 \text{ кг/м}^3$$

2. По формуле Сазерленда определим динамическую и кинематическую вязкость:

$$\mu = \mu_0 \frac{273 + C}{T + C} * \left( \frac{T}{273} \right)^{1,5}, \quad (5.9)$$

где

$\mu$  - вязкость газа при заданной температуре T;

$\mu_0$ - вязкость того же газа при 0 К;

T - абсолютная температура газа;

C - константа, зависящая от свойств газа;

$$\mu = 17,1 * 10^{-6} \frac{273 + 111}{300 + 111} * \left(\frac{300}{273}\right)^{1,5} = 18,40 * 10^{-6} \text{Па} * \text{с};$$
$$v = \frac{\mu}{\rho}, \quad (5.10)$$

где

V=кинематическая вязкость, м<sup>2</sup>/с;

ρ=плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

μ=динамическая вязкость, Па\*с;

$$v = \frac{18,40 * 10^{-6}}{4,646} = 3,96 * 10^{-6} \text{м}^2/\text{с}$$

3. Зададим расход в системе Q=0,004м<sup>3</sup>/с.

4. Для коэффициента гидравлического сопротивления трения и местных коэффициентов гидравлического сопротивления различных типов (колена, отвод, тройник и т.д.) задать зависимости в виде функций пользователя. Так, например, для коэффициентов гидравлического сопротивления трения и поворота в колене такая функция для пакета MathCAD имеет вид, представленный ниже.

Критерий Re:

$$Re(x, y) = \frac{4x\rho}{\pi y\mu}, \quad (5.11)$$

где

ρ=плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

μ=динамическая вязкость, Па\*с;

x=объемный расход, м<sup>3</sup>/с;

y=гидравлический диаметр канала, м.

Коэффициент гидравлического сопротивления трения

$$\xi_{fr}(x, y) := \frac{64}{Re(x, y)} \text{ if } Re(x, y) \leq 2300, \quad (5.12)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$\frac{0,3164}{Re(x, y)^{0,25}} \text{ if } Re(x, y) > 4000 \quad (5.13)$$

$$7,8 * 10^{-3} + 8,7 * 10^{-6} Re(x, y) \text{ if } 2300 < Re(x, y) \leq 4000 \quad (5.14)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления поворота в колене с острыми кромками на угол  $\alpha$ .  $\alpha = [0; 180 \text{ градусов}]$ .

$$\xi_{rotate}(\alpha) = \left(0,95 + \frac{33,5}{\alpha}\right) \left[0,95 * \left(\sin\left(\frac{\alpha}{2} * \frac{\pi}{180}\right)\right)^2 + 2,05 \left(\sin\left(\frac{\alpha}{2} * \frac{\pi}{180}\right)\right)^4\right] \quad (5.15)$$

5. Примем, что в трубопроводах 3–4–5 и трубе 8 расход соответственно равны  $1QkQ$  и  $21QkQ$ , где  $k$ –коэффициент разделения потока.

6. Выразим гидравлические потери (трения и местные) для всех элементов в параллельных участках по формуле Дарси–Вейсбаха. Для участка 3–4–5 это гидравлические потери трения труб 3, 4 и 5, а также местные гидравлические потери прямых проходов приточного тройника в точке "с" и вытяжного тройника в точке "f" и повороты потока в точках "d" и "e". Для трубы 8 это гидравлические потери трения трубы 8, а также местные гидравлические потери боковых ответвлений приточного тройника в точке "с" и вытяжного тройника в точке "f".

Определим суммарные потери давления для каждой ветви:

$$\Delta P_{3-4-5}(Q, k) = \sum_{i=3}^5 \xi_j(Q, k) \frac{\rho W_i^2}{2} * \frac{l_i}{d_i} + \sum_{j=7}^8 \xi_j(Q, k) \frac{\rho W_j^2}{2} \quad (5.16)$$

Где  $k$  = коэффициент разделения потока

$Q$  = объёмный расход,  $m^3$ ,

$W$  = среднерасходная скорость,  $m/c$ ,

$\rho$  = плотность жидкости,  $kg/m^3$ ;

Так как все геометрические размеры системы известны, то величина потерь давления является функцией заданной величины расхода  $Q$  и неизвестного коэффициента разделения потока  $k$ . На основании 2 закона Кирхгофа для гидравлических систем эти потери равны.

										Лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

Решив это уравнение, определим истинную величину коэффициента разделения потока. Соответствующий фрагмент программы для пакета MathCAD приведен ниже.

```

 $\Delta P_k(Q, x) := \Delta P_{3-4-5}(Q, x) - \Delta P_8(Q, x)$  // задание функции
 $x := 0.5$  // начальное приближение
 $k := \text{root}(\Delta P_k(Q, x), x)$  // определение корня уравнения

 $k = 0.752$  // результат для  $Q = 0.004$ 
 $\Delta P_{3-4-5}(Q, k) = 122.272$  // потери давления на участке 3-4-5

```

7. Определим коэффициенты гидравлических потерь и сами потери для неразветвленной части системы: потери на трение в трубах 1, 2, 6 и 7, а также местные потери при повороте потока в точках "b" и "g".

8. Определим суммарные потери давления в гидравлической системе.

9. Произведем аналогичные расчеты при других заданных величинах расхода. Результаты расчетов сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов

$Q$	$\Delta P_1$	$\Delta P_2$	$\Delta P_6$	$\Delta P_7$	$\frac{\Delta P_a}{\Delta P_8}$	$\Delta P_g$	$k$	$\Delta P_{3-4-5}$	$\sum \Delta P$
0.004	25,4	50,8	50,8	25,4	22,8	22,8	0.752	122,3	320,3
0.008	85,5	171,0	171,0	85,5	91,1	91,1	0.743	433,6	1128,8
0.012	173,8	347,6	347,6	173,8	205,0	205,0	0,740	911,5	2364,5
0.016	287,6	575,1	575,1	287,6	364,5	364,5	0,737	1546,0	4000,4
0.020	424,9	849,9	849,9	424,9	569,5	569,5	0.734	2330,8	6016,5

10. Определим величину повышения давления на нагнетательном элементе при различных величинах расхода в системе по уравнению расхода.

11. По результатам расчетов необходимо построить графики

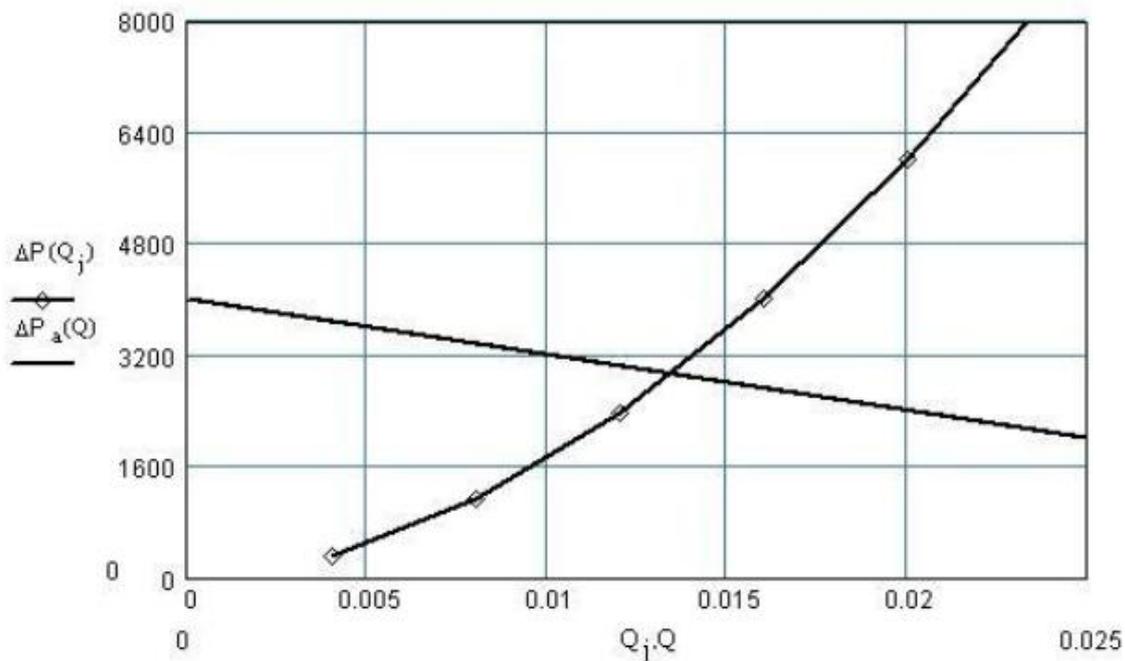


Рис. 5.7 –График зависимостей потерь давления в системе и перепада давления на нагнетательном элементе от величины расхода

12. Определяем координаты точки пересечения, которые и будут искомыми результатами ( $Q=0,134 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\Delta P=2924 \text{ Па}$ ).

Таким образом, расход и потеря давления в гидравлической системе составляет  $Q=0,134 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\Delta P=2924 \text{ Па}$ .

### 5.1.7 Аппаратный расчет фильтра

Исходные данные: Расход очищаемого газа  $V=11350 \text{ м}^3/\text{ч}$ , температура газа  $20^\circ\text{C}$ , концентрация пыли в очищаемых газах  $C_{вх}=18 \text{ г}/\text{м}^3$ , плотность частиц пыли  $\rho=1200 \text{ кг}/\text{м}^3$ , медианный диаметр частиц пыли  $dч=40 \text{ мкм}$ , требуемая эффективность фильтра = 93%. Коэффициент  $q_n=1,7$

С достаточной для практических расчетов точностью удельную газовую нагрузку в фильтрах-грязеуловителях можно определить из следующего выражения [ $\text{м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{мин})$ ]:

$$q = q_n \cdot c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 \cdot c_4 \cdot c_5, \quad (5.17)$$

где  $q_n$ —нормативная удельная нагрузка, зависящая от вида пыли и ее склонности к агломерации;

$c_1$ —коэффициент, характеризующий способность регенерации фильтрующих элементов (регенерация путем обратной продувки);

$c_2$ —коэффициент, учитывающий влияние концентрации пыли на удельную газовую нагрузку;

$c_3$ —коэффициент, учитывающий влияние дисперсного состава пыли в газе;

$c_4$ —коэффициент, учитывающий влияние температуры газа;

$c_5$ —коэффициент, учитывающий требования к качеству очистки.

Данные коэффициенты имеют следующие значения:

$$c_1 = 0,7; c_2 = 0,94; c_3 = 1; c_4 = 1; c_5 = 0,95.$$

Определяем удельную газовую нагрузку:

$$q = q_n \cdot c_1 \cdot c_2 \cdot c_3 \cdot c_4 \cdot c_5 = 1,7 \cdot 0,7 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,95 = 1,06 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{мин})$$

Определяем фильтрующую поверхность аппарата:

$$F_\phi = \frac{V_\Pi}{60} q \quad (5.18)$$

$$F_\phi = 11350/60 \cdot 1,06 = 178,5 \text{ м}^2.$$

Определяем гидравлическое сопротивление фильтровальной перегородки:

$$\Delta P_\Pi = K_1 \cdot \mu \cdot w_\phi + \mu \cdot \tau \cdot \text{свх} \cdot K_2 \cdot w_\phi^2 \quad (5.19)$$

где  $K_1 = 500 \cdot 109 \text{ м}$

$K_2 = 16 \cdot 109 \text{ м/кг}$

$T = 20 \text{ с}$

$\mu$  - динамическая вязкость газа,  $\text{Па} \cdot \text{с} (16 \cdot 10^{-6})$

$w_\phi = 0,0175$  (по формуле 5.16)

$$w_\phi = \frac{V}{3600 \cdot F_\phi} \quad (5.20)$$

$\Delta P_\Pi = 168 \text{ Па}$

Вычисляем скорость во входном отверстии патрубка:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						90
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$W_{\text{вх}} = \frac{V_{\text{п}}}{S_{\text{вх}}} \quad (5.21)$$

$$W_{\text{вх}} = 2,4 \text{ м/с.}$$

Определяем гидравлическое сопротивление корпуса фильтра:

$$\Delta P_{\text{к}} = \frac{\xi_{\text{к}} \cdot W_{\text{вх}}^2 \cdot \rho_{\text{г}}}{2} \quad (5.22)$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 5,7 \text{ Па}$$

Величина  $\xi_{\text{к}}$  при конструировании фильтров обычно принимается равной 1,5 ...2,0.

Вычисляем общее гидравлическое сопротивление фильтра:

$$\Delta P_{\text{ф}} = \Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{п}} \quad (5.23)$$

$$\Delta P_{\text{ф}} = 173 \text{ Па}$$

Определяем фильтрующую поверхность, отключаемую на регенерацию:

$$F_{\text{р}} = N_{\text{с}} \cdot F_{\text{с}} \cdot \tau_{\text{р}} \cdot m_{\text{р}} \quad (5.24)$$

$$F_{\text{р}} = 5 \text{ м}^2$$

Поскольку общая площадь фильтра с учетом поверхности для регенерации составляет  $F_{\text{ф}} + F_{\text{р}} = 173 + 5 = 178 \text{ м}^2$ , т.е. величину меньшую, чем стандартная поверхность фильтра с площадью фильтрующей поверхности 180 м, то данный фильтр нас вполне удовлетворяет.

Таким образом, основные характеристики горизонтального фильтра:

- фильтрующая поверхность, 180м<sup>2</sup>;
- высота рукава, 3м;
- диаметр рукава, 135 мм.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
						91
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. На первом этапе необходимо определить сильные и слабые стороны технологии, выявить возможности и угрозы для её реализации

В таблице 14 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 14 – Матрица SWOT

Факторы SWOT	<p><b>Сильные стороны научно-технологического решения:</b></p> <p>С1. Повышения надежности транспорта газа;</p> <p>С2. Квалифицированный персонал;</p> <p>С3. Долгосрочное использование оборудования;</p> <p>С4. Трубопровод пересекает безлюдные места.</p>	<p><b>Слабые стороны технологического решения:</b></p> <p>Сл1. Проблемы безопасности сварочных работ;</p> <p>Сл2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, используемых при проведении ремонтных работ;</p> <p>Сл3. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.</p>
--------------	---	---

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>							
Разраб.		Примаков Н.В.			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>			
Руковод.		Чухарева Н.В.						92	1429		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91					

Продолжение таблицы 14

<p><b>Возможности:</b>                  В1. Использование предложенного комплекса мероприятий на других объектах нефтегазового промысла;                  В2. Увеличение срока службы трубопровода;</p>	<p>1. Разработка дополнительных мер по предупреждению аварий на трубопроводе;                  2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющихся технологий.</p>	<p>1. Разработка научного исследования;                  2. Повышение квалификации кадров у потребителя;                  3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                  У1. Изменение законодательства;                  У2. Развитая конкуренция на рынке.</p>	<p>1. Изучение законодательной базы;                  2. Изучение и разработка новых технологий.</p>	<p>1. Разработка научного исследования;                  2. Повышение квалификации кадров у потребителя.</p>

### 6.1 Планирование научно–исследовательских работ

#### 6.1.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр

Продолжение таблицы 15

Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр
	6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр

### 6.1.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (6.1)$$

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

$t_{min_i}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{max_i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (6.2)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на  $i$ -ом этапе, чел.

### 6.1.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.3)$$

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

$T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дней;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6.4)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

В 2019 году –  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\text{вых}} = 104$  дней,  $T_{\text{пр}} = 14$  дней.

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 16 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнитель	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , человек а дни	$t_{max}$ , человек а дни	$t_{ож}$ , человек а дни			
Календарное планирование работ по теме	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Постановка цели и задач исследования	4	8	5,6	Руководитель, бакалавр	3	4
Литературный обзор	13	19	15,4	Бакалавр	15	23
Составление и утверждение технического задания	8	13	10	Руководитель	10	15
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	10	15	12	Бакалавр	12	18
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	18	24	20,4	Бакалавр	20	30
Оценка результатов исследования	6	9	7,2	Руководитель, Бакалавр	4	5
Составление пояснительной записки	10	15	12	Руководитель, Бакалавр	6	9

На основе таблицы 16 строим план график, представленный в таблице 17.

Таблица 17 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.			Март			Апрель			Май				
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр	4	■	■												
2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр	4	■	■												
3	Литературный обзор	Бакалавр	23		■	■	■	■	■								
4	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15				■	■	■	■	■						
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18						■	■	■	■	■	■			
6	Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30								■	■	■	■	■	■	
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр	5												■	■	
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр	9												■	■	



- Руководитель



- Бакалавр

## 6.2. Бюджет научно–технической разработки

### 6.2.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (6.5)$$

где  $k_M$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z <sup>M</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Программы Microsoft Office	шт.	3	1	5	150 0	150 0	150 0	450 0	150 0	750 0
Бумага для принтера	шт.	500	100	300	0,5	0,5	0,5	250	50	156
Электроэнергия	кВт/ч	250	200	270	4,5	4,5	4,5	112 5	900	121 5
Итого:								587 5	245 0	887 1

## 6.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 4.3). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 19 – Расчет затрат на оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З <sup>М</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Компьютер	шт.	1	1	1	50000	30000	40000	50000	30000	40000
Принтер	шт.	1	1	1	7000	5000	7000	7000	5000	7000
САПР SolidWorks	шт.	1	1	1	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Итого:								58000	36000	48000

## 6.2.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.6)$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (6.7)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс}, \quad (6.8)$$

где  $Z_{тс}$  - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  - премиальный коэффициент ( $k_{пр} = 0,3$ , т. е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_d$  - коэффициент доплат и надбавок ( $k_d = 0,2$ , т. е. 20% от  $Z_{тс}$ );

$k_p$  - районный коэффициент (для Томска  $k_p = 0,3$ , т. е. 30%).

Таблица 20 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$ , %	$k_d$ , %	$k_p$ , %	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель проекта	38000	30	20	30	68400	8512	9,25	78736
Студент	1400	30	20	30	2520	313,6	27,5	8624
Итого, $Z_{осн}$ :								81144

#### 6.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (6.9)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 21 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	78736	11810
Студент	0,15	8624	1294
Итого:		87360	13104

### 6.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (6.10)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{\text{внеб}} = 30\%$ .

Таблица 22 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	78736	11810
Студент	8624	1294
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30%	
Итого:	30139	

## 6.2.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (6.11)$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным  $k_{\text{нр}} = 16\%$ .

$$Z_{\text{накл1}} = (5875 + 58000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 31116 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (2450 + 36000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 27048 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (8871 + 48000 + 87360 + 13104 + 30139) \cdot 0,16 = 29996 \text{ руб.}$$

## 6.2.7 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	5875	2450	8871	Пункт 2.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	58000	36000	48000	Пункт 2.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Пункт 2.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104			Пункт 2.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139			Пункт 2.5
6. Накладные расходы	31116	27048	29996	16% от суммы ст. 1-5
7. Бюджет затрат НИИ	225594	200169	218590	Сумма ст. 1-6

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

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают входе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.12)$$

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

$\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{225594}{225594} = 1$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{200169}{225594} = 0,89$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{218590}{225594} = 0,97$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.13)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 24 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Критерии				
1. Способствует росту производительности	0,1	5	4	5
2. Удобство в эксплуатации(соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	5	4
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	4
4. Энергосбережение	0,20	3	3	2
5. Надежность	0,25	3	3	2
6. Материалоемкость	0,15	5	3	4
Итого	1	3,55	3,8	3,2

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}} = \frac{3,55}{1} = 3,55;$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{\text{р-исп2}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,8}{0,89} = 4,3;$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{\text{р-исп1}}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп1}}} = \frac{3,2}{0,97} = 3,3$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен во втором исполнении

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{\text{срi}}$ ):

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}}$$

Таблица 25 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,89	0,97
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,55	3,8	3,2
3	Интегральный показатель эффективности	3,55	4,3	3,3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,83	1,30	0,93

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №2.

### Вывод по главе

В ходе выполнения данной части выпускной работы был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НИИ, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением оборудования и материалов. Была посчитана ресурсная, финансовая, бюджетная, социальная и экономическая эффективность исследования. Был выбран лучший вариант разработки.

					<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

## 7. Социальная ответственность

В данной работе рассматривается промышленный трубопровод «Газопровод от ДКС до УКПГ» Ду 377, протяженностью 7,111 км, рег. №44017, предназначен для транспорта попутного нефтяного газа.

Рассматриваемый трубопровод расположен в центральной части Иркутской области, севернее г. Иркутск в районе городского поселения Усть-Кут. Район относится к зоне резко континентального климата, характеризующийся низкой влажностью воздуха, малым количеством осадков и большой амплитудой перепада температур воздуха. Количество осадков невелико, в связи, с чем с учетом сильных морозов отмечается большое промерзание почвы. Сейсмичность района 6 баллов. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток.

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 7.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промышленных стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					10707	1729
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б91</i>		

Производственный персонал обязан иметь квалификационные удостоверения, подтверждающие их обучение и допуск к работе по профессии, а также документы подтверждающие, что работники прошли проверку знаний по охране труда и пожарной безопасности. Другие удостоверения и свидетельства предоставляются в зависимости от выполняемых видов работ, объектов ведения работ и связанных с ними рисков.

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

Рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Организация обязана организовать размещение учебного класса/класса по охране труда для проведения обучающих мероприятий.

Организация самостоятельно и за свой счет обеспечивает: питание персонала; снабжение питьевой водой, технической водой; вывоз жидких, твердых и производственных отходов, установку септиков для сбора жидких отходов, оборудование и содержание площадок временного хранения твердых бытовых и производственных отходов.

Организация обеспечивает минимальный набор работоспособных средств коллективной защиты: средств оказания первой помощи; средств первичного пожаротушения; систем оповещения о ЧС на объекте.

В местах перехода через траншею над нефтепродуктопроводом необходимо пользоваться только инвентарными мостиками, имеющими не менее одной промежуточной опоры.

При появлении трещин на стенках траншеи нужно удалить работников из траншеи и принять меры по предотвращению обрушения грунта.

При рытье траншей в местах прохода людей или проезда автотранспорта должны быть установлены ограждения и знаки безопасности, а в ночное время должен быть установлен световой сигнал безопасности

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		108

В пожароопасный период организация должна отделять территорию объекта от прилегающих лесных и полевых массивов минерализованной полосой 2x0,7 м в соответствии с действующей нормативной документацией.

## 7.2 Производственная безопасность

При ремонте трубопровода могут возникнуть потенциально опасные и вредные факторы, возникающие под действием основных элементов производственного процесса на данной территории. Их перечень приводится в таблице 8.1.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные факторы

Этапы работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 -2015)	Нормативный документ
1. Ремонт на промышленном газопроводе	<b>Опасные:</b> 1. Пожаро- и взрывоопасность	ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.004-91
	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)	ФНП N 101 ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ
	3. Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).	СТО Газпром 2-2.2-136-2007 СТО Газпром 2-2.2-137-2007
	<b>Вредные:</b> 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.4.011-89 СанПиН 2.2.4.548-96
	2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.1294-03 ГОСТ 12.1.005-88
	3. Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ СП 51.13330.2011
	4.Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	ГОСТ Р 55706-2013 СП 52.13330.2016

## 7.2.1 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

### ***Пожаро- и взрывоопасность***

Опасность возгорания или взрыва высока вследствие работы с горючим углеводородным сырьем. В траншеях, где происходит непосредственно ремонт, может скапливаться газ, который может привести к взрывам [22].

Результатами негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать 300 мг/м<sup>3</sup>, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию для паров нефти и газа 2100 мг/м<sup>3</sup>.

При проведении огневых работ необходимо оформить наряд-допуск, а также использовать газовый анализатор-сигнализатор на всем протяжении выполнения работ.

Работы, связанные с возможным выделением взрывоопасных продуктов, должны проводиться с применением инструмента, не дающего искр в спецодежде, не накапливающей статическое электричество, обуви, не имеющей металлических вставок. Для освещения применяются светильники не выше 12 В, выполненные во взрывоопасном исполнении. Перед началом основных работ в ремонтном котловане пожарная автоцистерна устанавливается не ближе 30 м от места производства работ [23].

Площадка производства работ должна быть оборудована первичными средствами пожаротушения (огнетушители, ящик с песком).

Перед началом выполнения работ, в местах возможного выделения в рабочую зону пожароопасных, взрывопожароопасных концентраций газа, в

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		110

том числе в траншее, необходимо произвести анализ воздушной среды газоанализатором.

Во время работы замеры воздушной среды производить не реже 1 раза в 30 минут с отметкой в наряде-допуске. При проведении работ: при вырезке технологических отверстий, установки ВГУ, замены участка газопровода, замер производить постоянно.

### ***Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)***

В полевых условиях при строительстве газопровода возможность получения механических травм очень высока. Значительным фактором являются движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные). Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода [24].

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим - сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны. На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование.

При погрузочно-разгрузочных работах строповать грузы следует инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами, изготовленными по утвержденному проекту (чертежу). Способы строповки должны исключать падение или скольжение застропованного груза.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						111
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Запрещается при выполнении погрузочно-разгрузочных работ строповка груза, находящегося в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе [25].

Такелажные приспособления (пеньковые канаты, тросы, стропы, цепи) и грузоподъемные механизмы (тали, лебедки, краны), применяемые при эксплуатации и ремонте, должны быть проверены и снабжены клеймами или бирками с указанием допустимых нагрузок, дат приведенного и очередного испытания.

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

При сильном притоке грунтовых вод стенки ремонтного котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями.

***Производственные факторы, связанные с электрическим током (электрическая дуга и металлические искры при сварке).***

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки. Ко всему вышеперечисленному, должен быть оформлен наряд-допуск на огневые работы [26].

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться щитком или маской. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами. При зачистке сварных швов от шлака и грата работники

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		112

должны быть в предохранительных очках. Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться ближе 20м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва электросварочный аппарат должен быть выключен.

В качестве источника электроэнергии на производственной площадке предусмотрены четыре дизельных генератора АМПЕРОС АД 13-Т400 мощностью по 13 кВт. Снабжение электроэнергией площадки ВЗиС предусмотрено дизельным генератором АМПЕРОС АД 20-Т400 мощностью 20 кВт.

Система электропитания вагонов-бытовок комплектуется управляющим щитом, включающим в себя автоматические выключатели и устройство защитного отключения.

Металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование – заземлены, занулены в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

При выполнении всех видов работ в пределах охранных зон линий электропередач без снятия напряжения строительные машины должны заземляться. В охранных зонах ВЛ запрещается [27]:

- устраивать свалки, размещать горюче-смазочные материалы;
- разводить огонь;
- сбрасывать и сливать едкие, коррозионные и горюче-смазочные материалы;
- набрасывать и приближать на провода и опоры посторонние предметы, а также подниматься на опоры;
- проводить работы и пребывать в охранной зоне ВЛ во время грозы и экстремальных погодных условий.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		113

Размеры охранных зон линий электропередач в обе стороны от крайних проводов составляют:

- ВЛ 0,4 кВ – 2,0 м;
- ВЛ 10 кВ – 10,0 м;
- ВЛ 110 кВ – 20,0 м.

Установка крана (трубоукладчика) на расстоянии менее 30 м от крайнего провода линии электропередачи или воздушной электрической сети напряжением более 42 В должна осуществляться только по наряду - допуску. Работа крана (трубоукладчика) вблизи линии электропередачи должна производиться под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами (трубоукладчиками).

Все временные сооружения необходимо оснастить молниеотводом. Все элементы конструкций, находящихся на крыше здания (антенны, мачты т.п.) должны быть расположены внутри защищаемого пространства. Расстояние молниеприемников до линий электропередачи должно быть не менее 3 м. Каждый молниеприемник должен иметь не менее одного соединения с заземлением.

#### **7.2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

##### ***Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего***

При работе на открытом воздухе на человека оказывает влияние показатели климата, который почти на всей территории данного района умеренно-континентальный, но с высокой степенью влажности. Летом температура достигает +30°C, зимой опускается до -25°C. В течение года повышенное количество осадков наблюдается в летние месяцы. Отрицательные температуры воздуха на данной территории устанавливаются в начале ноября и держатся до конца марта включительно. Такие показатели могут привести к ухудшению общего самочувствия человека [28].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		111

Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сигнальный жилет, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, обувь с подноском, выдерживающим удар 200 Дж, противоскользящие устройства на обувь [29].

Работы на открытом воздухе в условиях низких температур должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения. Допустимое время пребывания на холоде и минимальное количество 10 минутных перерывов за 4 часа работы определяется в соответствии с методическими рекомендациями МР 2.2.7.2129-06 [30].

Необходимо обеспечить температуру воздуха в местах обогрева на уровне 21-25°C. Помещение должно быть оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40°C.

#### ***Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны***

В результате ремонтных работ трубопровода возможна загазованность, так как используется различного рода техника и оборудование, не исключающая возможность повреждения трубопровода [31].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Разрешается работа без противогаза при загазованности воздуха природным газом менее 300 мг/м<sup>3</sup>.

При выполнении работ, при которых возможна загазованность, следует выполнять бригадой исполнителей в составе не менее двух человек. Члены бригады должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания и кожных покровов, спецодеждой, спецобувью, инструментом, приспособлениями и вспомогательными материалами [32].

Перед началом и во время огневых работ, при возможности выделения сжиженных углеводородных газов (далее – СУГ), в помещениях, а также в 20-

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		115

метровой зоне от продувочных свечей и рабочего места на территории должен проводиться анализ воздушной среды на содержание СУГ не реже чем через каждые 30 мин. Объемная доля газа в воздухе не должна превышать 20 % нижнего концентрационного предела воспламенения пламени.

При наличии паров пропана нижний концентрационный предел воспламенения газа составляет 2,1 %, паров нормального бутана 1,5 %. Пробы должны отбираться в наиболее плохо вентилируемых местах.

При наличии в воздухе паров СУГ, независимо от концентрации, огневые работы должны быть приостановлены. Ремонтные работы могут быть возобновлены только после ликвидации и устранения утечек газа и анализа отсутствия опасной концентрации газа в воздухе на рабочем месте. При предельно допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны, превышающей 300 мг/м<sup>3</sup>, работы по ликвидации и устранению утечек газа должны выполняться в шланговых противогазах.

### ***Повышенный уровень шума и вибрации***

При работе на специальных машинах при ремонте трубопровода, а также при использовании рабочей техники и приборов происходит воздействие повышенного уровня шума на человека.

Внезапные шумы высокой интенсивности, могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [33].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников, берушей, шлемов;
- Использование необходимых технических средств (защитные экраны, кожухи, звукопоглощающие покрытия, изоляция, амортизация)
- Ограничить продолжительность и интенсивность воздействия шума до уровня приемлемого риска.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

СИЗ органов слуха следует выбирать в зависимости от частотного спектра шума на рабочем месте. Типы и группы СИЗ органов слуха следует выбирать в соответствии с требованиями СП 51.13330.2011 [34].

Работающие, пользующиеся СИЗ, должны быть проинструктированы о правилах пользования этими средствами и способам проверки их исправности.

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями [33].

Производственная вибрация, характеризующаяся значительной амплитудой и продолжительностью действия, вызывает у работающих раздражительность, бессонницу, головную боль, ноющие боли в руках людей, имеющих дело с вибрирующим инструментом. При длительном воздействии вибрации перестраивается костная ткань. Возрастает проницаемость мелких кровеносных сосудов, нарушается нервная регуляция, изменяется чувствительность кожи.

Комплекс профилактических мероприятий, снижающих уровни вибрации оборудования, сокращающих время контакта с ним и ограничивающим влияние неблагоприятных сопутствующих факторов производственной сферы включает гигиеническое нормирование, организационно-технические и лечебно-профилактические меры.

Водители транспортных машин подвергаются воздействию общей и локальной вибрации. На рабочие места передается низкочастотная толчкообразная вибрация беспорядочного характера, возникающая в процессе передвижения машин по неровной поверхности или от работы подвижных частей механизмов. На рабочее место водителя, в том числе на органы управления передается вибрация, возникающая в результате работы двигателя.

Для уменьшения воздействия вибрации применяются вибродемпфирование, а также активная и пассивная виброизоляция.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						117
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Работающие с машинами вращательного действия должны быть обеспечены мягкими перчатками с антивибрационной прокладкой со стороны ладони.

***Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения***

При недостаточном освещении зрительное восприятие снижается, развивается близорукость, появляются болезни глаз и головные боли. Из-за постоянного напряжения зрения наступает зрительное утомление. При недостаточном освещении работающий наклоняется к оборудованию, вследствие чего возрастает опасность несчастного случая [35].

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение прожекторами ПЗС 35 с лампами накаливания 500 Вт.

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.

Освещенность помещений и площадок, где производятся погрузочно-разгрузочные работы, а также других мест производства работ, должна соответствовать требованиям соответствующих строительных правил СП 52.13330.2016 [36], РД 1.14-127-2005 [37].

Производство работ на неосвещенных площадках в темное время суток запрещается. При недостаточном освещении места работы, когда машинист плохо различает сигналы стропальщика или перемещаемый груз, работа крана (трубоукладчика) должна быть прекращена.

Площадка, на которую устанавливается экскаватор, должна быть освещена и обеспечивать хороший обзор фронта работ.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						118
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Траншея в местах, представляющих опасность падения в нее людей, ограждается предупредительными знаками, освещаемыми в темное время суток.

### 7.3 Экологическая безопасность

#### 7.3.1 Потери растительного слоя при прокладке временных дорог, при разработке котлована, при складировании материалов

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Временные автомобильные дороги и проезды должны устраиваться с учётом требований по предотвращению повреждения плодородного слоя и древесно-кустарниковой растительности.

Потери растительного слоя при прокладке временных дорог должны быть минимальными. Низкие кустарники вдоль полосы отвода не рекомендуется вырубать. Они сохраняют устойчивость почвы и служат в качестве осадочного фильтра вдоль водоёмов.

Простейшим методом расчистки трассы в редких лесах является прижимание растительности к поверхности будущей дороги.

При выборе методов и средств механизации для производства работ следует соблюдать условия, обеспечивающие получение минимума отходов при выполнении технологических процессов.

Плодородный слой почвы на площади, занимаемой траншеями и котлованами, до начала основных земляных работ должен быть снят и уложен в отвалы для восстановления (рекультивации) земель. При производстве указанных работ следует строго соблюдать требования проекта рекультивации и положения Инструкции по рекультивации земель при строительстве магистральных трубопроводов и Основных положений по восстановлению

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		119

земель, нарушенных при разработке месторождений полезных ископаемых, проведении геологоразведочных, строительных и иных работ.

Снятие, транспортировка, хранение и обратное нанесение плодородного слоя грунта должны выполняться методами, исключающими снижение его качественных показателей, а также его потерю при перемещениях.

Использование плодородного слоя грунта для устройства подсыпок, перемычек и других временных земляных сооружений для строительных целей не допускается.

После окончания основных работ строительная организация должна восстановить дороги, расположенные в пределах полосы отвода земель или пересекающих эту полосу, а также придать местности проектный рельеф или восстановить природный. Для этого необходимо внесение минеральных удобрений, извести, рыхление почвы, для улучшения доступа кислорода.

### 7.3.2 Загрязнение воздушного бассейна

Основные источники загрязнения приземного слоя атмосферы при трубопроводном транспорте газа - аварийные выбросы газа при отказах линейной части магистральных газопроводов и выбросы при проведении технологических операций (пуск и остановка ГПА, продувка пылеуловителей и т.д.), а также продукты сгорания ГПА. Отказы газопроводов вызываются использованием некондиционных исходных материалов (арматура, сварочная проволока и т.п.), нарушением технологии строительно-монтажных работ, ремонта и эксплуатации, коррозией и т.д.

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. Ввиду этого к наиболее опасным загрязнителям атмосферы относят окись углерода и сернистый ангидрид, образующиеся в результате сгорания природного газа, нефти и

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		120

нефтепродуктов, а также сжиженные газы - аммиак, метан, этилен, этан, пропан, бутан и др.

Допустимой считается концентрация вредного вещества, которая не оказывает прямого или косвенного вредного и неприятного действия на организм человека, не снижает его работоспособности, не ухудшает самочувствия. Недопустимыми являются такие концентрации вредных веществ, которые оказывают влияние на растительность, климат местности, прозрачность атмосферы, условия жизни населения.

Также источниками загрязнения атмосферы являются выхлопные газы от спецтехники, машин и оборудования. Для минимизации воздействия данного фактора должны применяться специальные фильтры, вентиляция или СИЗ органов дыхания.

### 7.3.3 Негативные воздействия на водные объекты

В водоохраных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.

Не допускается сливать в реки, озёра и другие водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки. После окончания основных работ строительная организация должна восстановить водосборные канавы, дренажные системы, снегозадерживающие сооружения.

Также необходимо выполнение следующих мероприятий:

- использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- строгое соблюдение правил работы в водоохраной зоне;
- озеленение водоохраных зон.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

## 7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

В случае объявления на территории объекта ЧС организация незамедлительно предоставляет персонал, технику и оборудование, имеющиеся в её распоряжении для предупреждения и/или ликвидации последствий ЧС.

Также организация должна предоставить оборудование для оказания первой медицинской помощи, первичные средства пожаротушения, средства оповещения в случае ЧС, коллективные средства защиты, резервные средства поддержания работоспособности объекта, средства выживания персонала в случае ЧС на объекте.

Одним из наиболее вероятных чрезвычайных ситуаций при ремонте газопроводов является взрывная рабочем месте в газоопасных местах, причиной которого могут послужить ошибочные действия работников, отказ приборов контроля, отказ и износ электрооборудования, факторы внешнего воздействия (природного характера).

Для предотвращения данной чрезвычайной ситуации необходимо усиление контроля над состоянием объекта, проведения инструктажа и учебно-тренировочных мероприятий, оснащение территории датчиками загазованности.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

Для снижения потерь в случае ЧС необходим разработанный план ликвидации аварий на магистральных трубопроводах. Также для уменьшения масштабов ЧС необходимо создание и использование систем своевременного оповещения населения, персонала объекта и органов управления, которое позволяет принять своевременные необходимые меры по защите населения и тем самым снизить потери.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		123

## Вывод по главе

Социальная ответственность имеет особую важность во всех типах работ, проводимых на магистральном газопроводе. Это связано с тем, что капитальный ремонт газопровода отличается повышенным уровнем аварийности и травматизма, а также экологической нагрузкой на окружающую среду.

Поэтому задачей социальной ответственности служит снижение негативного воздействия вредных и опасных производственных факторов на человека, обеспечение охраны труда и экологии, для чего и был проведен анализ условий производственной деятельности и изучены методы защиты воздействий на экологию. Соблюдение условий помогут на производстве минимально негативно воздействовать на человека и окружающую среду.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		124

## Заключение

Обеспечение эффективности и конкурентоспособности нефтегазовых предприятий представляет собой сложную задачу, которая требует инновационных подходов в управлении человеческими ресурсами. Чтобы добиться стратегического преимущества, необходимо инвестировать в кадры, создавая программы образовательного, методического и научно-педагогического характера, а также финансировать подготовку и переподготовку специалистов и организовывать выездное обучение. Нефтегазовым компаниям следует ориентировать свой персонал на новые задачи и умение успешно их решать. Добыча нефти и газа является отраслью экономики, которая требует масштабных инвестиций, но существенно вкладывает в бюджет государства за счет поставки нефти в наименее развитые регионы. Эффективный и ответственное обращение с отходами и их утилизация являются ключевыми параметрами система экологического менеджмента организации. Е и Р отходы генерации важно правильно управлять, чтобы свести к минимуму их потенциальный вред здоровью и окружающей среде, а также снизить эксплуатационные расходы и потенциальные обязательства.

При стационарных режимах перекачки по системе газопроводов режимные параметры (скорость, давление, расход и т.д.) связаны между собой однозначными зависимостями, определяемыми главным образом характеристиками ДКС и трубопроводов. Существование указанных процессов обусловлено различными факторами, такими как непредусмотренное закрытие или открытие клапанов и задвижек, остановка и пуск насосов, изменение величины сброса в отвод, а также подключение и отключение различных устройств.

					<i>Разработка предложений по продлению эксплуатационного ресурса промысловых стальных трубопроводов на примере объектов Иркутской области</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Примаков Н.В.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>					12525	226
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б91</i>		

Установка фильтра-грязеуловителя позволяет более надежно защитить трубопровод и оборудование станции от перегрузок по давлению, что может предотвратить аварии и остановки перекачки, таким образом, данную модернизацию можно рассматривать как экологическое мероприятие, которое имеет множество позитивных эффектов.

Один из таких эффектов — это снижение, устранение и предотвращение отрицательного воздействия человека на природные ресурсы и окружающую среду. Помимо этого, модернизация также может повысить эффективность использования времени и ресурсов и иметь положительный экономический эффект, превышающий затраты.

Результатом улучшения производственных процессов может стать прирост прибыли, снижение себестоимости продукции, увеличение объема производства и улучшение экономического положения населения.

В ВКР был разработан комплекс мероприятий по продлению эксплуатационного ресурса промышленного газопровода; рассмотрено принципиальное строение фильтра-грязеуловителя; определены перспективы и пути модернизации нефтегазовых фильтров-грязеуловителей на станции; произведен расчет перепада давления на местном сопротивлении фильтра-грязеуловителя для замены подлежащего модернизации оборудования; произведен аппаратный расчет фильтра-грязеуловителя для замены подлежащего модернизации оборудования.

					<b>Заключение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		126



12. ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия;
13. ГОСТ 23273-78. Металлы и сплавы. Измерение твердости методом упругого отскока бойка (по Шору);
14. ГОСТ Р 55809-2013 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров;
15. РДИ 38.18.016-94 «Инструкция по ультразвуковому контролю сварных соединений технологического оборудования»;
16. ASME B31G. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to B31 Code for Pressure Piping.
17. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений.
18. ГОСТ 19903-2015 «Прокат листовой горячекатаный. Сортамент».
19. Пистун Е.П. Определение коэффициента Джоуля Томсона в задачах измерения расхода природного газа / Е.П. Пистун, Ф.Д. Матико, О.Я. Масняк // Измерительная техника. М.: ФГУП "Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия",- 2009. - №5.- с. 46-49.
20. Кондауров С. Ю. Совершенствование технологии адсорбционной осушки и отбензинивания природного газа //Автореферат дисс. канд. техн. наук. Санкт-Петербург.–2012. – 2012.
21. ASME B31G. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to B31 Code for Pressure Piping.
22. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность.
23. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность.
24. ФНП N 101. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
25. ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.

					Список используемых источников	Лист
						128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

26. СТО Газпром 2-2.2-136-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1.

27. СТО Газпром 2-2.2-137-2007. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 2.

28. ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

29. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

30. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

31. СанПиН 2.2.4.1294-03. Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений.

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

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

34. СП 51.13330.2011. Защита от шума.

35. ГОСТ Р 55706-2013. Освещение наружное утилитарное. Классификация и нормы.

36. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

37. РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		129

## Приложение А

Таблица А1 - Данные по дефектам потери металла.

№ п.п.	Шов на (м)	Расстояние до шва против течения (м)	Трубная секция №	Длина секции (м)	Измеренное расстояние (м)	Идентификация / Внешний размер	WT, мм	Длина, мм	Ширина, мм	Пиковая глубина, %/мм	Скорость коррозии*/запас по толщине стенки, мм/год/мм	Остаточная толщина / отбраковочная толщина, мм	Ориентация	Оценка допустимости дефекта по остаточной толщине СП 13.3330-2012 СП 34-116-97
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Допустимый** )
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Допустимый** )
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Допустимый** )
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Допустимый
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Допустимый

\*) за вычетом минусового допуска ■ мм, скорость коррозии принимается не менее ■ мм/год.

\*\*) требуется расчет на прочность и ресурс по специальной методике.



## Приложение Б

Таблица Б1 - Результат оценки характеристик напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода

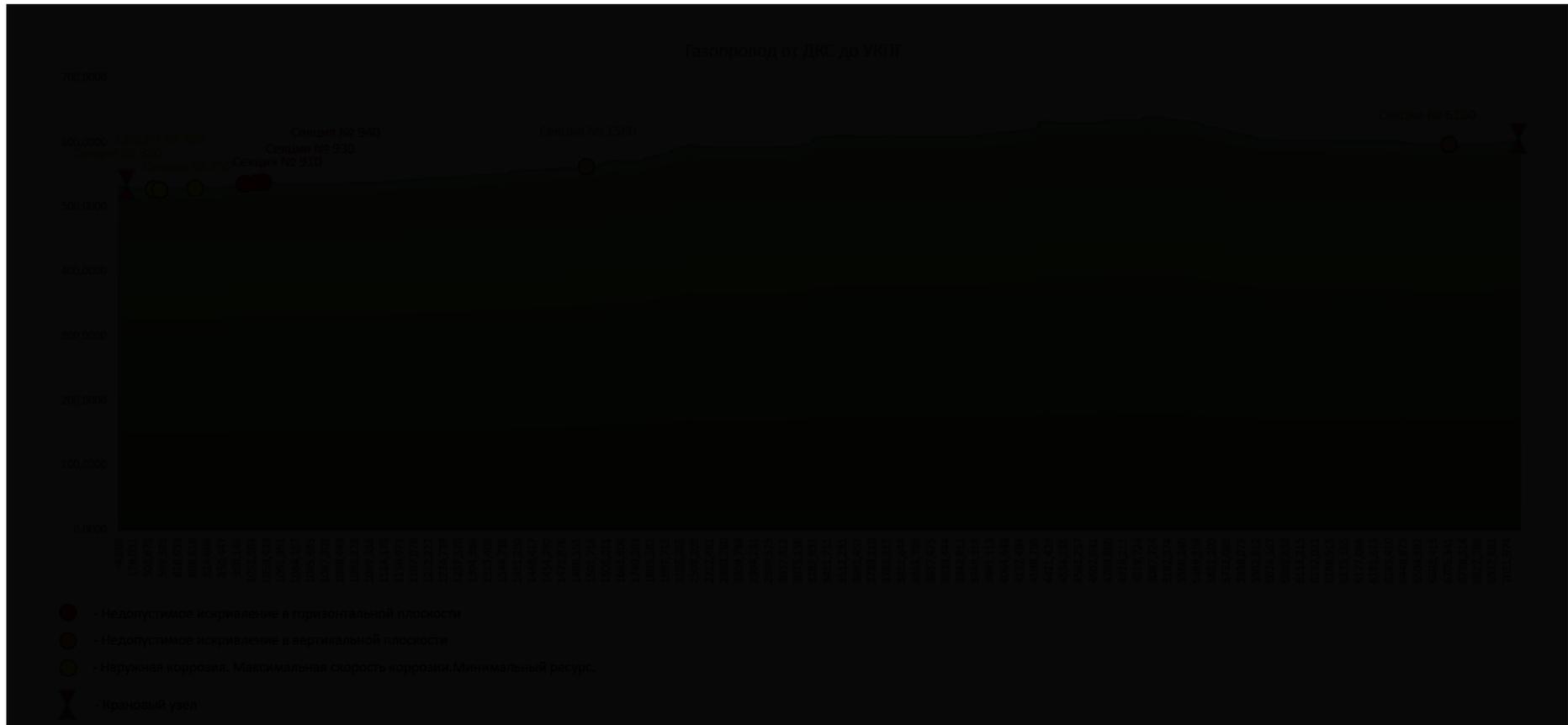
«Газопровод [REDACTED]» Ду [REDACTED], протяженностью [REDACTED] км. Участки пластической деформации (критические участки)  $R < R_c^Y = [REDACTED]$  мм = [REDACTED] м и ремонтные участки

Дист., мм	№ секции	Длина трубы, мм	GPS-координаты точек контроля оси трубопровода		высота [м]	Радиус кривизны, м		Оценка концентратора Эквивалентные напряжения/предел текучести, МПа
			широта [°]	долгота [°]		В вертикальной плоскости, м	В горизонтальной плоскости, м	
Участки первоочередной проверки и ремонта								
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] МПа > [REDACTED] МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в горизонтальной плоскости
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] МПа > [REDACTED] МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в горизонтальной плоскости
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] МПа > [REDACTED] МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в горизонтальной плоскости
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED] МПа > [REDACTED] МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в вертикальной плоскости

Таблица Б2 - Результат оценки характеристик напряженно-деформированного состояния промышленного трубопровода  
 «Газопровод ██████», протяженностью ██████ км. Участки пластической деформации  $R < R_c^Y = \text{█████} \text{ мм} = \text{█████} \text{ м}$  и ремонтные  
 участки.

Дист., мм	№ секции	Длина трубы, мм	GPS-координаты точек контроля оси трубопровода		высота [м]	Радиус кривизны, м		Оценка концентратора Эквивалентные напряжения/предел текучести, МПа
			широта [°]	долгота [°]		В вертикальной плоскости, м	В горизонтальной плоскости, м	
<b>Участки первоочередной проверки и ремонта</b>								
████	████	████	████	████	████	████	████	████ МПа > █████ МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в горизонтальной плоскости
████	████	████	████	████	████	████	████	████ МПа > █████ МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в горизонтальной плоскости
████	████	████	████	████	████	████	████	████ МПа > █████ МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в горизонтальной плоскости
████	████	████	████	████	████	████	████	████ МПа > █████ МПа Пластическое деформирование Прямой участок, изгиб в вертикальной плоскости

## Приложение В



Профиль промышленного трубопровода «Газопровод [REDACTED]» [REDACTED], протяженностью [REDACTED] км

## Приложение Г



Расположение промышленного трубопровода «Газопровод [REDACTED]» Ду [REDACTED], протяженностью [REDACTED] км в географических координатах с указанием расположения дефектов по трассе