



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»

**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>«Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода»</b>

УДК 621.646.651-049.32:622.691.4.053

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Сарнов Константин Сергеевич		

**Руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

**«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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
2Б92	Сарнов Константин Сергеевич

**Тема работы:**

<b>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 г. № 40-7/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

31.05.2023

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Разработка технических и технологических решений по проведению капитального ремонта кранового узла магистрального газопровода. Характеристика трубопровода: Номинальный диаметр – 1420 мм, Сталь газопровода – 10Г2ФБЮ, Толщина стенки – 27 мм, Рабочее давление – 9,8 МПа
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Анализ нормативно-технической документации по производству работ на газопроводах врезкой под давлением; 2. Обзор методов капитального ремонта кранового узла магистрального газопровода;

	<p>3. Расчёт участка магистрального газопровода на прочность и устойчивость;</p> <p>4. Разработка мероприятий по капитальному ремонту кранового узла магистрального газопровода методом врезки под давлением;</p> <p>5. Оценка напряжённо-деформированного состояния кранового узла магистрального газопровода с применением системы автоматизированного проектирования.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>- 3D-модель ремонтируемого участка магистрального газопровода,</p> <p>- рисунки,</p> <p>- схемы.</p>
<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
<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>	09.02.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Гончаров Н.В.	к.т.н.		09.02.2023 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Сарнов К.С.		09.02.2023 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б92	Сарнов Константин Сергеевич

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

**Тема ВКР:**

<b>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчёт стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии: - Материально-технические ресурсы: 2450 руб. - Затраты на специальное оборудование: 36000 руб.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	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.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения работ по врезке отвода в магистральный газопровод с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научного исследования</i>	Определение структуры работы. Расчёт трудоемкости выполнения работ. Подсчет бюджетного исследования.

3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования</i>	Расчёт показателей финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения.
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Сарнов Константин Сергеевич		

## ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б92	Сарнов Константин Сергеевич

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение (НОЦ)</b>	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»

**Тема ВКР:**

<b>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объект исследования: технологический процесс ремонта кранового узла магистрального газопровода с применением метода врезки под давлением на участке «Чаянда-Ленск» под руководством ООО «Газпром трансгаз Томск»; Рабочая зона: крановый узел магистрального газопровода; Размеры объекта: $\phi 1,420$ ; Рабочие процессы связанные с объектом исследования: проведение капитального ремонта без остановки перекачки среды, врезка под давлением; Область применения: магистральные газопроводы
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– СТО Газпром 2-2.3-116-2016. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением.</li> <li>– СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»</li> <li>– СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;</li> <li>– СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»;</li> <li>– СТО Газпром 2-2.3-116-2007 «Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением»;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов;</li> <li>– ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.</li> <li>– Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);</li> </ul>
<p><b>2.Производственная безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ потенциально вредных и опасных факторов;</li> <li>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия.</li> </ul>	<p>При эксплуатации трубопровода были проанализированы следующие потенциально вредные и опасные факторов:</p> <p><b>Повышенная загазованность воздуха</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды</li> <li>– Повышенный уровень шума</li> <li>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъёмные);</li> <li>– Электрическая дуга и металлические искры при сварке</li> <li>– Повышенный уровень вибрации</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током</li> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>– Пожаро- и взрывоопасность</li> </ul> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Средства защиты органов дыхания;</li> <li>– Спецодежда и спецобувь;</li> <li>– Средства нормализации воздушной среды;</li> <li>– Средства защиты от поражения электрическим током</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Атмосфера: Выброс газа и вредных паров.</li> <li>– Гидросфера: Загрязнение вод вредными веществами.</li> <li>– Литосфера: Загрязнение почвы вредными веществами, а также разрушение плодородного слоя почвы.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Возможные ЧС: Выброс газа, возгорание, пожар, взрыв.</li> </ul>

	– Наиболее типичная ЧС: Выброс газа в атмосферу.
--	--

<b>Дата выдачи задания к разделу по линейному графику</b>	01.02.2023
---	------------

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

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		01.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б92	Сарнов Константин Сергеевич		01.02.2023

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)
09.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
15.03.2023	<i>Дефекты и диагностика кранового узла магистрального газопровода</i>	5
27.03.2023	<i>Обзор методов капитального ремонта кранового узла магистрального газопровода</i>	10
07.04.2023	<i>Расчет газопровода на прочность</i>	10
14.04.2023	<i>Разработка мероприятий по проведению капитального ремонта кранового узла</i>	15
05.05.2023	<i>Исследование напряженно-деформированного состояния узла</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	Гончаров Н.В.	к.т.н.		09.02.2023

**Согласовано:**

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н.		09.02.2023

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 42 рисунка, 27 таблиц, 35 источников.

Ключевые слова: крановый узел, врезка под давлением, капитальный ремонт, байпас, запорная арматура.

Объектом исследования является крановый узел магистрального газопровода.

Цель работы – Разработка мероприятий по капитальному ремонту кранового узла магистрального газопровода.

В ходе работы проводились обзор и выбор метода капитального ремонта кранового узла магистрального газопровода.

В результате работы были разработаны мероприятия по проведению капитального ремонта кранового узла магистрального газопровода методом врезки под давлением.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: применение технологии врезки под давлением.

Область применения: магистральные газопроводы.

Значимость работы: применение технологии врезки под давлением, которая обеспечивает проведение ремонтных работ без остановки перекачки газа.

В будущем планируется дальнейшая доработка модели напряженно-деформированного состояния узла врезки, которая позволит решать практические задачи при проведении подключения байпасных к магистральным газопроводам

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					12	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б92</i>		

## ABSTRACT

The graduate qualification work contains 99 pages, 42 figures, 27 tables, 35 sources.

Key words: crane unit, tapping under pressure, overhaul, bypass, shut-off valves.

The object of the study is a crane unit of the main gas pipeline.

Purpose of work - development of measures on overhaul of a crane unit of the main gas pipeline.

During the work, the review and choice of the method of overhaul of the crane unit of the main gas pipeline were carried out.

As a result of work overhaul measures on carrying out overhaul of crane unit of the main gas pipeline by the method of cuttinggin under pressure have been developed.

Main design, technological and technical-operational characteristics: application of the technology of cuttinggin under pressure.

Scope of application: main gas pipelines.

Significance of the work: application of the technology of cuttinggin under pressure, which provides repair work without stopping gas transfer.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					13	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

## Содержание

Введение.....	16
Определения, обозначения, сокращения .....	18
1 Общие сведения и характеристика объекта МГ «Чаянда - Ленск» .....	19
1.1 Краткая геологическая и географическая характеристика района.....	19
1.2 Климатические и сейсмические условия .....	20
1.3 Технологическая схема газопровода .....	21
2 Оценка технического состояния кранового узла.....	23
2.1 Конструкция крановых узлов.....	23
2.2 Диагностика крановых узлов магистральных газопроводов .....	25
2.3 Дефекты крановых узлов магистральных газопроводов.....	28
3 Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода.....	29
3.1 Капитальный ремонт кранового узла с остановкой перекачки .....	29
3.2 Капитальный ремонт кранового узла методом врезки под давлением .....	31
3.3 Обоснование выбора метода капитального ремонта кранового узла .....	35
4 Расчет трубопровода на прочность.....	38
4.1 Определение толщины стенки трубопровода.....	39
4.2 Проверка прочности и деформации газопровода $D_H=1420$ мм.....	40
5 Организация работ по капитальному ремонту кранового узла .....	44
5.1 Подготовительные работы.....	44
5.2 Основные работы .....	44
5.3 Заключительные работы .....	48
5.4 Вырезка кранового узла.....	48
5.5 Монтаж кранового узла .....	49
5.6 Подбор оборудования .....	49

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<b>Содержание</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					14	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б92</i>		

6	Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки.....	58
6.1	Создание модели .....	58
6.2	Результаты расчета модели .....	60
7	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	64
7.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	64
7.2	Планирование научно–исследовательских работ .....	71
7.3	Бюджет научно–технической разработки.....	75
7.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	79
8	Социальная ответственность.....	82
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	82
8.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	83
8.3	Производственная безопасность.....	83
8.4	Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	84
8.5	Экологическая безопасность.....	88
8.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	89
	Заключение .....	91
	Список используемой литературы .....	93
	Приложение А .....	94

## Введение

Транспортировка больших объемов газа при высоких давлениях вызывает необходимость в обеспечении надежности магистральных газопроводов. Для обеспечения надежности и предотвращения аварий на магистральных газопроводах, необходимо обеспечить безоперационность технологического процесса перекачки газа при высоких давлениях. Нарушение этого процесса может привести к экологическим проблемам, таким как загрязнение окружающей среды, а также к экономическим потерям, связанным с задержкой поставки газа потребителю и потерей продукта. Важной функцией магистральных газопроводов является обеспечение бесперебойности и непрерывности поставок газа.

В данной работе будет рассматриваться одна из важных частей трубопроводных систем, а именно крановый узел и его ремонт.

Ремонт кранового узла магистрального газопровода является ответственным и важным процессом, который требует тщательной организации и контроля. Крановый узел играет ключевую роль в обеспечении безопасности и надежности работы газопровода, поэтому его ремонт должен проводиться в соответствии с высокими стандартами качества и безопасности. В данном контексте, эффективная организация производства работ по ремонту кранового узла является необходимым условием для успешной реализации проекта и достижения поставленных целей. В данной работе мы рассмотрим основные аспекты организации производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода, произведем выбор метода ремонта путем врезки под давлением, и определим ключевые факторы, влияющие на успешность данного процесса.

**Цель работы.** Разработка мероприятий по капитальному ремонту, кранового узла магистрального газопровода.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи, такие как:

1. Анализ нормативно-технической документации технологиям производства работ на газопроводах врезкой под давлением.
2. Обзор методов капитального ремонта кранового узла магистрального газопровода.
3. Выполнение необходимых расчетов.
4. Разработка мероприятий по капитальному ремонту кранового узла магистрального газопровода методом врезки под давлением.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					16	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б92</i>		

5. Оценка напряжённно-деформированного состояния кранового угла магистрального газопровода с применением системы автоматизированного проектирования.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						17
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## Определения, обозначения, сокращения

### Определения:

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**магистральный газопровод:** Сооружение, предназначенное для транспортировки природного газа от места добычи или производства к пунктам потребления.

**запорная арматура:** Вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока рабочей среды с определённой герметичностью.

**капитальный ремонт:** Комплекс мероприятий, направленных на полное или частичное восстановление линейной части эксплуатируемого газопровода до проектных характеристик.

**крановый узел:** Совокупность оборудования, которое позволяет регулировать, а при необходимости и блокировать поток газа.

**байпас:** Обводной трубопровод с запорной арматурой для отведения транспортируемой среды (жидкости, газа) из основного трубопровода и подачи ее в этот же трубопровод.

### Обозначения и сокращения:

**МГ** – магистральный газопровод

**ЗА** – запорная арматура

**КУ** – крановый узел

**ЛЧ** – линейная часть

**ТО** – технологическое отверстие

**ВГУ** – временное герметизирующее устройство

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода		
Разраб.		Сарнов К.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				18	99
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

## 1 Общие сведения и характеристика объекта МГ «Чаянда - Ленск»

Магистральный газопровод «Чаянда - Ленск» представляет собой газопровод, который протянулся на расстояние более 1 800 км от газового месторождения Чаянда в Якутии до города Ленск в Республике Саха (Якутия). Газопровод был построен в 2019 году и является одним из крупнейших газопроводов в России. Его диаметр составляет 1420 мм, а мощность – 38 млрд кубических метров газа в год.

Главной целью строительства магистрального газопровода было обеспечение энергетической безопасности и развития экономики Якутии и других регионов России. Газ из месторождения Чаянда будет использоваться для производства электроэнергии, а также для отопления и промышленных нужд.

Строительство газопровода было осуществлено компанией «Газпром». В процессе строительства были использованы современные технологии и оборудование, что позволило обеспечить высокую надежность и безопасность работы газопровода.

Магистральный газопровод «Чаянда - Ленск» (рисунок 1.1) является важным объектом энергетической инфраструктуры России, который обеспечивает надежную и безопасную транспортировку газа на большие расстояния.

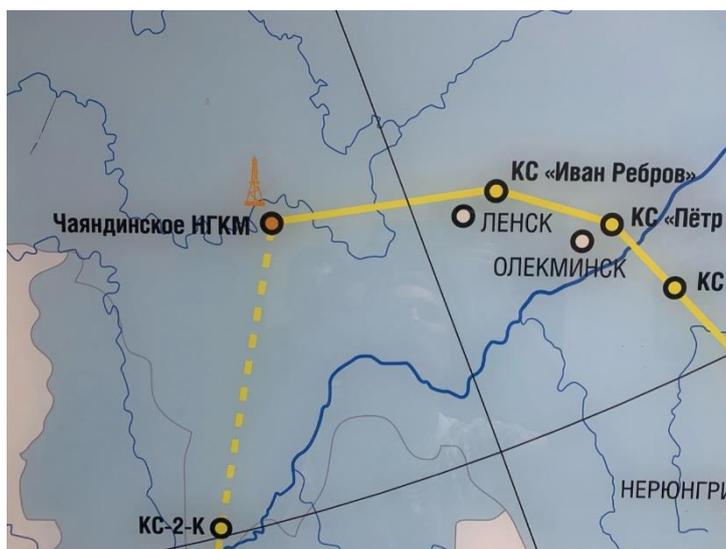


Рисунок 1.1. Схема магистрального газопровода «Сила Сибири»

### 1.1 Краткая геологическая и географическая характеристика района

Чаяндинское НГКМ это участок, расположенный в Сибири, на территории России. Он находится в Якутии и простирается на территории около 500 км вдоль реки Лены. Это один из самых северных регионов России, где зимы длинные и холодные, а лето короткое и прохладное.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Сарнов К.С.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Гончаров Н.В.					19	99
Рук-ль ООП	Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
					<b>Общие сведения и характеристика объекта МГ «Чаянда - Ленск»</b>		

Согласно физико-географическому районированию, магистральный газопровод начинается в Приленской таежной провинции Восточносибирской физико-географической страны. Провинция охватывает верховья Лены и южную часть Ленно-Виллюйского междуречья, включая плоские платообразные возвышенности левобережья Лены и полосу Предбайкальского тектонического прогиба, где протекают реки. Лено-Виллюйское междуречье покрыто мощной толщей юрских и четвертичных рыхлых отложений, на его поверхности много термокарстовых котловин и разнообразных эрозионных форм вблизи обрывов.

Ключевой особенностью ландшафтов здесь является то, что они относятся к бореальному среднетаежному типу. Они состоят из возвышенных плато и равнин на древних платформах, сложенных терригенно-карбонатными и карбонатными породами.

Ключевой спецификой ландшафтов является то, что они относятся к бореальному среднетаежному типу. Они состоят из одухотворённых плато и равнин на древнейших платформах, сложенных терригенно-карбонатными и терригенными породами.

Кроме того, пейзажи включают склоновые плосковершинные возвышенности на песчано-каменистых отложениях. Для этих низин характерны обширнейшие заболоченные участки.

Ландшафты были сформированы холодным бореальным климатом, воздействующим на рельеф, сложенный разнообразными осадочными и метаморфическими породами.

В этой местности наиболее распространены светлохвойные сосново-лиственничные леса на дерново и перегнойно-карбонатных почвах с щебнистыми и каменистыми почвообразующими породами, и палевых мерзлотных нейтральных почвах с песчаными и м супесчаными почвообразующими породами. Приленское плато, которое располагается в среднем течении реки Лены, является возвышенной равниной с абсолютными высотами от 300 до 600 м. Здесь плоские, местами заболоченные междуречья чередуются с глубокими каньонообразными долинами.

В данном регионе, присутствует зона многолетней мерзлоты повышенной мощности, которая обусловлена резко континентальным климатом. Это явление распространено практически повсеместно из-за низких температур зимой и малой мощности снежного покрова.

## 1.2 Климатические и сейсмические условия

Данный регион имеет резко континентальный климат с очень холодной зимой и жарким летом, обусловленный его географическим положением в центре Северной Азии, вдали от теплых океанов и под влиянием Северного Ледовитого океана.

					Общие сведения и характеристика объекта МГ «Чаянда - Ленск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Абсолютный минимум температуры среды составляет минус 61°С и приходится на январь месяц. Абсолютный максимум температуры окружающей среды достигает плюс 36°С.

Участок трубопровода от Чаяндинского месторождения до Ленска находится в 6-балльной зоне сейсмического воздействия.

Работы по сейсмическому микрорайонированию планируются в составе инженерных изысканий по всей планируемой трассе трубопровода. Эти исследования сейсмического микрорайонирования необходимы для точного определения местных сейсмических условий.

### 1.3 Технологическая схема газопровода

Для обеспечения безопазонности технологического процесса перекачки газа на магистральных газопроводах размещается линейная запорная арматура с шагом не более 30 км и предусматривает узлы запуска и приема ВТУ и дефектоскопов для проведения мероприятий по очистке и диагностированию газопровода. Для обеспечения непрерывности поставок газа, на переходах через крупные реки предусмотрены резервные нитки, соединенные перемычками с основной нитью. Узлы запуска и приема ВТУ включают в себя камеры запуска и приема ВТУ с затвором Шольца, трубопроводы, арматуру и продувочные свечи, сигнализаторы прохождения ВТУ, сборник продуктов очистки и стабилизирующее устройство для защиты от возможных продольных перемещений трубопровода.

Линейная часть:

Проектирование газопровода Ду1400 предусматривается в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\* "Магистральные трубопроводы" на рабочее давление 9.8 МПа.

Для защиты трубопроводов от почвенной коррозии применяются методы, описанные в ГОСТР 51164-98. Трубы, используемые при строительстве газопроводов, имеют наружное антикоррозионное и внутреннее гладкостное покрытие. Запорная арматура и соединительные детали с диаметром 500 мм и более поставляются с заводским наружным антикоррозионным покрытием.

Трубы приняты минимально допустимой толщины в соответствии с сортаментом труб, рекомендуемых ТУ и с учетом сортамента труб, выпускаемых отечественными заводами.

В качестве запорной арматуры на линейной части газопровода приняты шаровые краны Ду 1400...Ду 150 с пневмогидроприводами.

Краны Ду 1400...Ду 150 приварные предназначены для подземной установки с заводской противокоррозионной изоляцией в исполнении под катодную защиту.

Устройства запуска-приема средств очистки и диагностики в блочно-комплектном исполнении.

					Общие сведения и характеристика объекта МГ «Чаянда - Ленск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Запорная арматура Ду 300 и более, камеры запуска, приема, загрузочные устройства и устройства извлечения, трубопроводы Ду 150 и более, в пределах площадки, устанавливаются на основания. Обвязочные трубопроводы меньших диаметров, уложены подземно на сплошное основание из швеллеров.

Для обеспечения возвышения площадок крановых узлов над окружающим рельефом и предотвращения их подтопления краны Ду 1400 предусмотрены с колонной требуемой высоты.

Прокладка газопровода осуществляется подземно. Газопровод укладывается преимущественно параллельно рельефу местности. Заглубление трубы предусматривается до верха трубы не менее 1,0 м.

В состав проектируемых площадок транспортного комплекса газа на участке «Чаянда — Ленск» входят:

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out information]

## 2 Оценка технического состояния кранового узла

Для оценки технического состояния кранового узла необходимо провести визуальный осмотр и проверку работоспособности всех его компонентов. В процессе осмотра следует обратить внимание на следующие параметры:

1. Внешний вид кранового узла: наличие трещин, коррозии, износа, деформаций и других повреждений,
2. Работоспособность кранового механизма,
3. Состояние кранового крепления,
4. Состояние гидравлических и пневматических систем: проверка наличия утечек, работоспособности клапанов, насосов и других компонентов,
5. Состояние электрических систем: проверка наличия коррозии, износа и работоспособности электрических проводов, реле и других компонентов.

После проведения оценки технического состояния кранового узла следует принять меры по его ремонту и обслуживанию, чтобы обеспечить безопасность при работе с ним.

### 2.1 Конструкция крановых узлов

Крановый узел устанавливается на магистральных газопроводах для обеспечения безопасной эксплуатации и контроля газопотока. Он позволяет быстро перекрывать газопровод в случае аварии или ремонта, а также регулировать давление и температуру газа.

В качестве запорной арматуры по трассе газопровода предусмотрены шаровые равнопроходные краны ДУ1400 класса герметичности "А", с патрубками под приварку, подземной установки, с заводской изоляцией с колонной увеличенной высоты с пневмогидравлическими приводами комплектно с блоками управления для катодной защиты, обеспечивающими возможность дистанционного и местного(ручного) управления.

Для опорожнения участков газопровода при ремонтах и нештатных ситуациях крановые узлы имеют двустороннюю продувку на свечу ДУ300.

Принятые в качестве запорной арматуры на газопроводе шаровые краны укомплектованы индивидуальной резервной емкостью импульсного газа, обеспечивающей двухразовую перестановку кранов. Отбор газа в емкость осуществлен непосредственно из газопровода через обратные клапаны и фильтр-осушитель.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<i>Оценка технического состояния кранового узла</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					23	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

Управление кранами по трассе газопровода, а также кранами на байпасных и свечных линиях, кранами на отводах к линейным потребителям предусмотрено из диспетчерских пунктов ЛПУ МГ по каналам системы линейной телемеханики.

Состав кранового узла:

Крановый узел магистрального газопровода представляет собой комплексное сооружение, состоящее из следующих элементов (рисунок 2.1, 2.2):

- Привод – является устройством, которое обеспечивает движение кранового клапана,
- Механизмы управления – позволяют контролировать работу кранового узла,
- Кран-задвижка – устройство для открытия и закрытия газопровода,
- Арматура – набор клапанов, регулирующих давление и поток газа,
- Клапан безопасности – предназначен для аварийного отключения газопровода при превышении давления,
- Манометр – прибор для измерения давления в газопроводе,
- Трубопровод – основной элемент кранового узла, через который проходит газ,
- Фланцы – соединительные элементы, позволяющие соединять трубы и арматуру,
- Уплотнительные кольца – обеспечивают герметичность соединений между элементами кранового узла,
- Болты – крепежные элементы, обеспечивающие надежное соединение всех элементов кранового узла,
- Ограждение – защищает крановый узел от внешних воздействий и обеспечивает безопасность при проведении работ.

Преимущества шаровых кранов магистральных газопроводов:

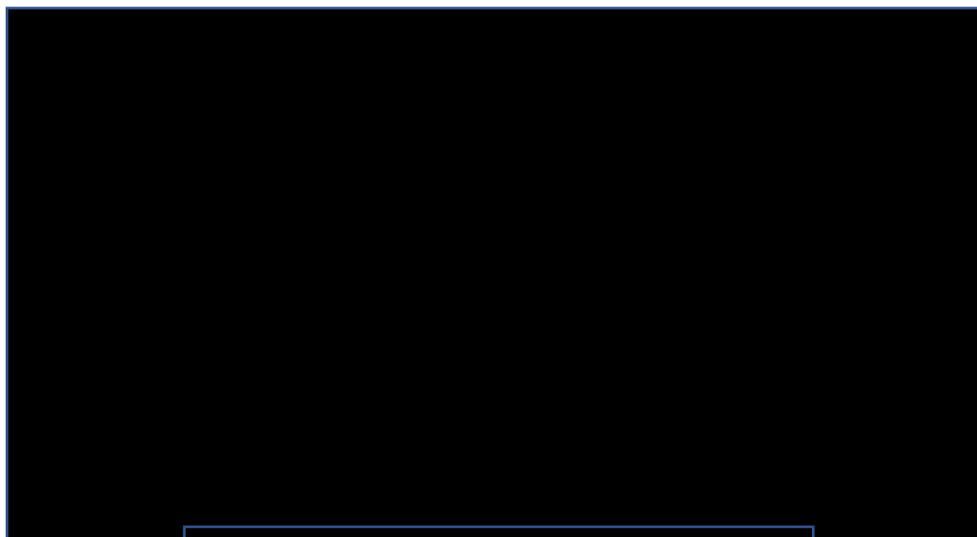
1. Простота конструкции и надежность работы. Шаровые краны не имеют сложных механизмов и могут работать без сбоев в течение длительного времени.
2. Высокая производительность. Шаровые краны позволяют быстро переключать поток газа, что особенно важно в случае аварийных ситуаций.
3. Удобство обслуживания. Шаровые краны легко демонтируются и заменяются при необходимости.

Недостатки шаровых кранов магистральных газопроводов:

1. Ограниченный диапазон давления. Шаровые краны не могут работать при высоких давлениях, что ограничивает их применение в некоторых условиях.
2. Ограниченный диапазон температур. Шаровые краны не могут работать при очень низких или очень высоких температурах, что также ограничивает их применение.

					Оценка технического состояния кранового узла	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

3. Высокая стоимость. Шаровые краны стоят дороже других типов кранов, что может быть проблемой при строительстве магистральных газопроводов на большие расстояния.



## 2.2 Диагностика крановых узлов магистральных газопроводов

Визуальный и измерительный контроль за арматурой и ее элементами.

Арматура и ее явления подвергаются визуальному и измерительному контролю.

Он включает проверку корпуса, крышки, входных и выходных патрубков, шпindel ь штока, резьбы втулок, запорных органов, уплотнительных поверхностей, крепежных и соединительных деталей, прокладок и поверхностей в местах соединения. Также проводится контроль сборочно-штучной арматуры.

					Оценка технического состояния кранового узла	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Лупы с 4-х кратным увеличением используются для осмотра доступных поверхностей, а эндоскопы — для осмотра недоступных участков. Осмотр осуществляется с помощью местного освещения.

Акустико-эмиссионный метод контроля.

Акустико-эмиссионный метод контроля позволяет оценить сигналы по степени опасности и определить зоны, требующие дополнительной диагностики. Для проведения контроля при эксплуатации арматура нагружается внутренним давлением не более допустимого рабочего давления нефтепровода. Нагрузки подразделяются на предварительные и рабочие, при этом число циклов нагружения должно быть не менее двух. Рабочие нагружения проводятся ступенями с выдержкой на промежуточных уровнях не менее 10 минут, и должны содержать не менее двух циклов нагружения с давлением  $1,0P_{доп}$ , в соответствии с рисунком 2.3.



Рисунок 2.3. График нагружения арматуры

Магнитопорошковый контроль.

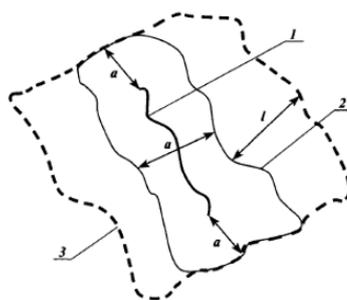
Для проведения магнитопорошкового контроля необходимо подготовить объект, включая очистку поверхности от грязи, коррозии и краски, а также обезжиривание и просушку. Размеры участков поверхности, подлежащих контролю, должны быть определены и обрисованы операторами-дефектоскопистами, которые проводили предыдущие методы контроля, например, акустико-эмиссионный или магнитометрический. Подготовка аппаратуры также является важным этапом, включая проверку дефектоскопа по контрольному образцу.

Если в процессе контроля обнаружены дефекты, они должны быть зафиксированы на эскизе с указанием их протяженности и расстояний между ними. После контроля участки могут быть размагничены при необходимости. Оценка результатов контроля осуществляется по индикаторным следам размером более 1 мм. Дефекты, соответствующие линейным индикаторным следам размером более 10% толщины плюс 1 мм для стенок толщиной до 20

мм, более 3 мм плюс 0,05 (S-20) для стенок толщиной от 20 до 60 мм и более 5 мм для стенок толщиной более 60 мм, не допускаются.

Ультразвуковая дефектоскопия.

Для проведения ультразвуковой дефектоскопии необходимо подготовить поверхность объекта, удалив грязь, коррозию и краску, а также очистив ее от жиров и высушив. Операторы-дефектоскописты должны определить участки поверхности, подлежащие контролю, и обрисовать их на эскизе. Для подготовки аппаратуры необходимо проверить дефектоскоп по контрольному образцу. Если в процессе контроля обнаружены дефекты, они должны быть зафиксированы на эскизе с указанием их протяженности и расстояний между ними. Оценка результатов контроля осуществляется по зонам акустически активных источников или линиям концентрации механических напряжений (рисунок 2.4), определенных при магнитометрическом контроле напряженно-деформированного состояния металла корпусных деталей. Ультразвуковой контроль выделенных участков может проводиться прямыми и наклонными преобразователями.



1 - линия концентрации механических напряжений,  
2 - граница зоны контроля прямыми преобразователями,  
3 - граница зоны контроля наклонными преобразователями.  
Рисунок 2.4 Границы зон контроля за арматурой в районе линий  
концентрации механических напряжений.

Ультразвуковая толщинометрия.

Ультразвуковая толщинометрия используется для определения фактической толщины элементов арматуры (рисунок 2.5), выявления внутренних металлургических дефектов и уточнения параметров УЗК сварных соединений. При диагностировании крановых узлов магистральных газопроводов проводятся измерение толщины стенки на участках с коррозионными повреждениями, ультразвуковая дефектоскопия сварных соединений, измерение твердости основного металла и металла сварного соединения, магнитопорошковая дефектоскопия оплошности металла, вихретоковый контроль отверстий фланцев и оценка герметичности корпуса.

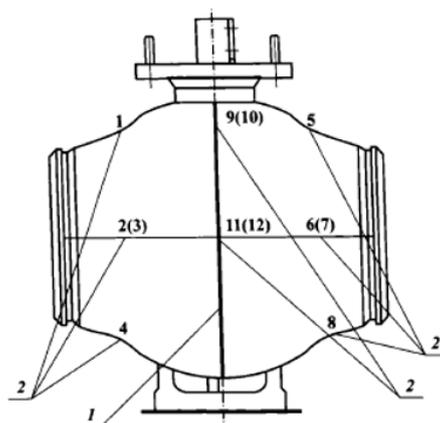


Рисунок 2.5 Кран шаровой

1-УЗК сварных швов, 2-Точки замера толщины стенки, 1-12 – точки измерения толщины корпуса.

### 2.3 Дефекты крановых узлов магистральных газопроводов

Дефекты кранового узла магистрального газопровода могут привести к серьезным последствиям, включая аварии и потерю жизней. Некоторые из возможных дефектов включают:

1. Износ и повреждения элементов узла, таких как краны и задвижки, которые могут привести к утечкам газа.
2. Неправильная установка или монтаж, что может привести к несоответствию размеров и неплотности соединений.
3. Нарушение технических требований и правил эксплуатации, например, неправильная настройка регулирующих клапанов или неправильное использование оборудования.
4. Коррозия и окисление элементов узла, что может привести к их разрушению и утечке газа.
5. Нарушение целостности узла, например, от повреждения в результате аварии или столкновения с другими объектами.

Все эти дефекты могут привести к утечке газа и серьезным авариям, поэтому регулярный контроль и обслуживание кранового узла являются важными мерами для обеспечения безопасной эксплуатации магистральных газопроводов.

Самыми опасными дефектами крановых узлов являются отказы запорной арматуры трубопроводов. Эти отказы происходят из-за износа уплотнений, которые становятся хрупкими и неэластичными под действием сероводородсодержащей среды, что приводит к потере герметичности. После 6-8 лет эксплуатации краны проходят плановые ремонтно-восстановительные работы, включая замену запорной арматуры. Потеря герметичности крана может вызвать растрескивание крепежных элементов запорной арматуры, что может быть опасным.

					<i>Оценка технического состояния кранового узла</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

### 3 Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода

Капитальный ремонт кранового узла магистрального газопровода является важной темой, так как без надлежащего обслуживания и ремонта данного узла возможны аварии, которые могут привести к серьезным последствиям, включая утечку газа, пожары и взрывы. Кроме того, крановый узел является ключевым элементом системы газопровода, и его надежность и безопасность напрямую влияют на работу всей системы. В связи с этим, регулярный капитальный ремонт кранового узла магистрального газопровода является необходимым условием для обеспечения безопасности и надежности работы системы газопровода.

#### 3.1 Капитальный ремонт кранового узла с остановкой перекачки

Подготовительные работы.

Капитальный метод ремонта кранового узла магистрального газопровода с остановкой перекачки заключается в следующих мероприятиях:

Для подготовки ремонтной полосы необходимо удалить растительность, крупные предметы и провести работы по водоотводу и выравниванию микрорельефа для обеспечения свободного передвижения техники и проведения строительно-монтажных работ.

При проведении работ по врезке вновь проложенного участка газопровода в действующий газопровод необходимо отключить участок МГ и опорожнить его от продукта перекачки. Оставшийся газ в газопроводе следует сбросить через сбросные свечи магистрального газопровода.

Основные работы.

Процесс выполнения ремонтных работ на газопроводе включает в себя несколько этапов. Сначала производится сверление отверстия в газопроводе и установка манометра для контроля давления. Затем устанавливается запорное устройство и проверяется его давление через манометр. После этого производится продувка участка газопровода и вырезка КУ. Далее происходит подгонка и сварка КУ, а также контроль качества сварных швов. Наконец, производится заварка технологических отверстий и контроль их качества.

Расстановка техники и установка УГО проводится в соответствии с рисунками 3.1, 3.2.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Сарнов К.С.</i>				<i>Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>						29	99
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>					<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

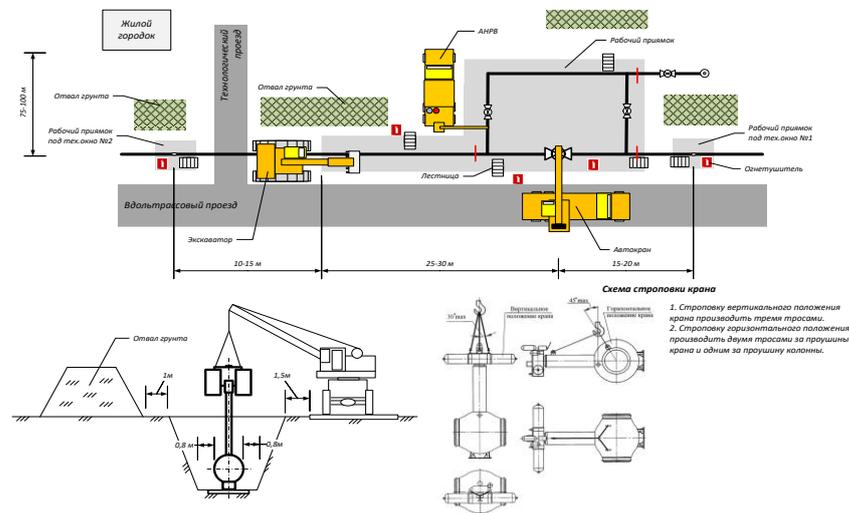


Рисунок 3.1 Расстановка техники

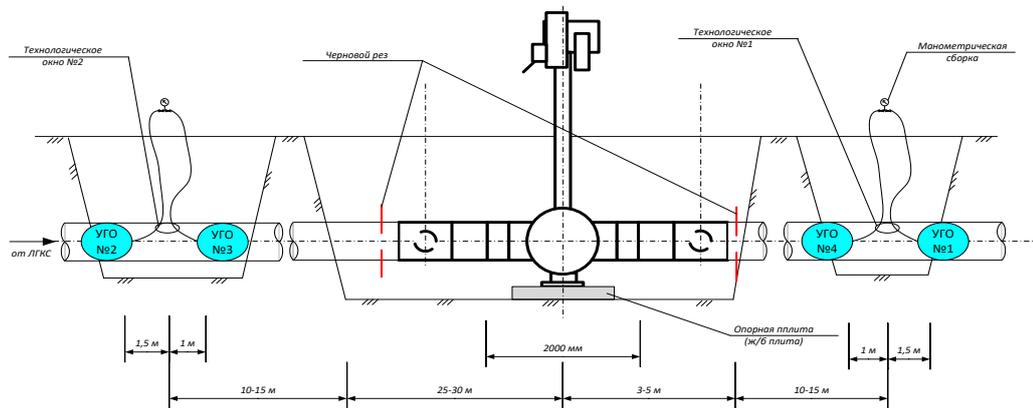


Рисунок 3.2 Установка УГО при замене крана.

Заключительные работы.

Процесс завершения ремонтных работ на газопроводе, включает несколько этапов. После установки запорного устройства и сварки КУ, отремонтированный участок покрывают противокоррозионной изоляцией. Затем производится контроль качества изоляционного покрытия и засыпка траншеи. После этого происходит вытеснение газовой смеси и заполнение участка газом. При выравнивании давления между участками газопровода открывают линейные краны и закрывают переключки. Наконец, персонал и механизмы удаляются за охранную зону.

Метод капитального ремонта кранового узла газопровода с остановкой перекачки имеет свои достоинства и недостатки.

Достоинства:

- Позволяет провести ремонтные работы без риска для людей и окружающей среды, так как перекачка газа останавливается,
- Упрощает процесс ремонта, так как необходимость в оборудовании для перекачки газа отпадает,
- Позволяет провести более качественный и точный ремонт, так как необходимость в работе под давлением отсутствует.

					Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Недостатки:

— Процесс ремонта может занять значительное время, так как требуется полная остановка перекачки газа,

— Остановка перекачки газа может привести к убыткам для компаний, которые зависят от его поставок,

— Ремонт с остановкой перекачки газа может быть более затратным, так как требуется дополнительное оборудование для остановки и возобновления перекачки.

### **3.2 Капитальный ремонт кранового узла методом врезки под давлением**

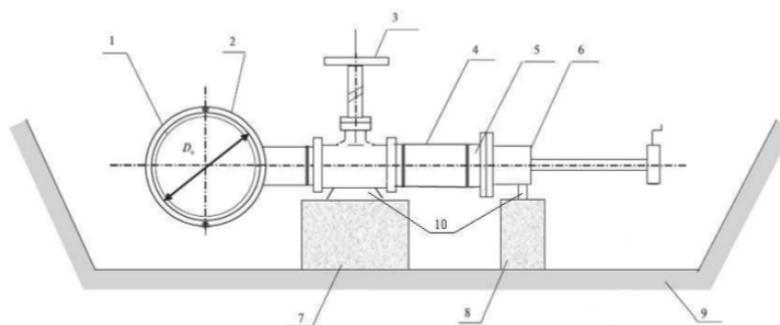
Врезка под давлением является одним из методов ремонта кранового узла магистрального газопровода. Этот метод позволяет проводить ремонт без прекращения подачи газа в газопроводе.

Рассмотрим различные методы проведения ремонта методом врезки под давлением.

**Врезка отвода (лупинга, перемычки) в газопровод под давлением. Врезка через шаровой кран.**

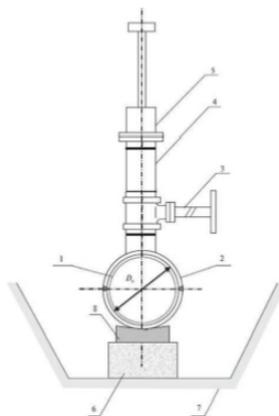
Для подключения отводов газопровода под давлением через авто- и железные дороги, водные преграды и другие препятствия используется метод врезки через шаровой кран. При горизонтальной врезке (рисунок 3.3) конструкция узла врезки, шарового крана и направление движения фрезы машины для врезки располагаются параллельно поверхности земли, а при вертикальной (рисунок 3.4) – перпендикулярно. Для обеспечения безопасности и надежности работы газопровода необходимо предварительно собрать сварную конструкцию «узел врезки-шаровой кран-переходной патрубков-ответный фланец» или «шаровой кран-переходной патрубков-ответный фланец» с помощью узлов на бровке котлована.[2]

					<i>Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31



1 – магистральный газопровод с наружным диаметром  $D_n$ ; 2 – узел врезки; 3 - шаровой кран; 4 – переходной патрубок; 5 – ответный фланец; 6 – машина для врезки; 7 – железобетонная плита под шаровой кран; 8 - железобетонная плита под машину для врезки; 9 - котлован; 10 – регулируемая часть временной опоры

Рисунок 3.3 Горизонтальная врезка отвода (лупинга, перемычки, перехода) через шаровой кран



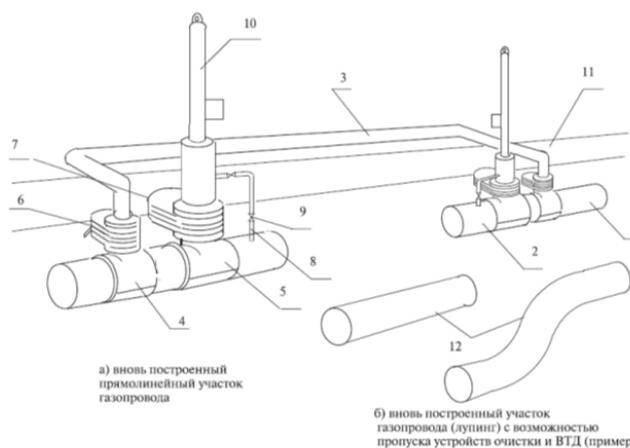
1 – магистральный газопровод с наружным диаметром  $D_n$ ; 2 – узел врезки типов I-IV; 3 - шаровой кран; 4 – переходной патрубок; 5 – машина для врезки; 6 - железобетонная плита под узел врезки; 7 – котлован; 8 – временная опора

Рисунок 3.4 Вертикальная врезка отвода (лупинга, перемычки, перехода) через шаровой кран

### **Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех разрезных тройников.**

Для временного отвода и перекрытия газопровода применяется метод врезки, при которой используются четыре разрезных тройника (рисунок 3.5). Эти тройники используются для соединения временного байпаса и запорных устройств, а также для монтажа трубной обвязки выравнивания давления и стравливания газа. Для обеспечения точности и надежности соединения при врезках с большим диаметром используются ребра жесткости и центрующие устройства.[2]

					Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



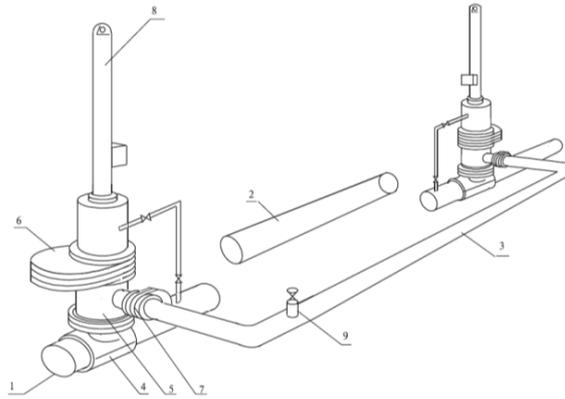
1- магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок магистрального газопровода; 3 – временный байпас; 4 – разрезной тройник временного байпаса; 5 – разрезной тройник запорного устройства; 6 – плоская задвижка временного байпаса; 7 – плоская задвижка запорного устройства; 8 – перепускной патрубок; 9 – задвижка перепускного патрубка; 10 – запорное устройство; 11 – котлован; 12 – вновь построенный участок газопровода

Рисунок 3.5 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием четырех разрезных приварных тройников

### **Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением.**

Фланцевые адаптеры с боковыми отводами и задвижками используются для временного обводного соединения и изоляции трубопровода (рисунок 3.6). Вертикальный отвод перпендикулярно земле осуществляется через задвижки, установленные на фланцах вертикального отвода разъемного тройника. Для этого требуется четыре разъемных тройника: два для байпасного соединения, и две байпасные трубы для выравнивания давления и сброса газа. Для больших диаметров используются ребра жесткости и центрирующие устройства обеспечивают точное и надежное соединение. После ремонта байпас снимается.

Для временного подключения байпаса и перекрытия полости газопровода используют вертикальную врезку, которая выполняется перпендикулярно поверхности земли через плоские задвижки, установленные на фланцах вертикальных ответвлений разрезных тройников. Для этого необходимы четыре разрезных тройника: два для подключения байпаса, два - для установки запорных устройств, а также два перепускных патрубка для монтажа трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств и стравливания газа. При использовании врезок с большим диаметром необходимо применять ребра жесткости и центрирующие устройства для обеспечения точности и надежности соединения. После окончания ремонтных работ байпас демонтируют.[2]



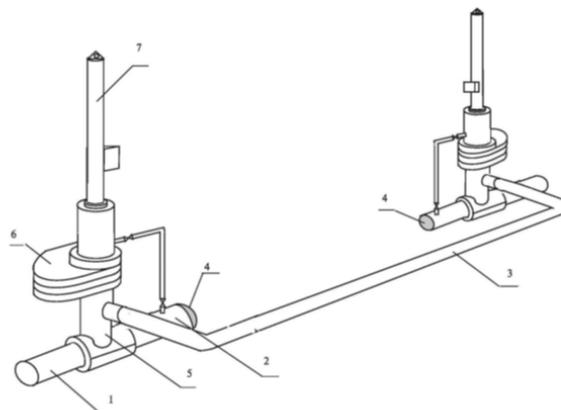
1 – магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок; 3 – байпас; 4 – разрезной тройник запорного устройства; 5 – фланцевый адаптор с боковым ответвлением; 6 - плоская задвижка запорного устройства; 7 – плоская задвижка временного байпаса; 8 – запорное устройство; 9 – свеча временного байпаса

Рисунок 3.6 Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением

### **Врезка вновь построенного участка и перекрытие полости газопровода через тройники с боковым ответвлением.**

Для реконструкции газопровода и подсоединения вновь построенного участка используется метод вертикальной врезки через тройники с боковым ответвлением (рисунок 3.7).

Этот метод включает установку плоских задвижек на фланцах вертикальных ответвлений тройников и использование пробки герметизирующей для обеспечения герметичности соединения. Вновь построенный участок газопровода сваривается к боковым ответвлениям тройников, а замененный участок демонтируется.[2]



1 – магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок; 3 – вновь построенный участок газопровода; 4 – сферические заглушки; 5 – разрезной тройник с боковым ответвлением; 6 – плоская задвижка запорного устройства; 7 – запорное устройство

Рисунок 3.7 Врезка вновь построенного участка и перекрытие полости газопровода через тройники с боковым ответвлением

Метод ремонта врезкой под давлением имеет положительные и отрицательные стороны.

					<i>Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода</i>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

Преимущества:

— Ремонт газопровода методом врезки под давлением позволяет проводить работы без остановки перекачки газа, что минимизирует убытки для компаний, зависящих от его поставок,

— Сокращает время ремонта, так как не требуется полная остановка перекачки газа,

— Метод врезки под давлением позволяет проводить ремонтные работы с высокой точностью и качеством.

Недостатки:

— Востребованность высококвалифицированных специалистов,

— Дорогостоящее оборудование,

— Попадание металлической стружки в полость газопровода.

### 3.3 Обоснование выбора метода капитального ремонта кранового узла

В данном разделе будет представлено обоснование выбора метода ремонта кранового узла без остановки перекачки, а именно методом врезки под давлением.

Метод врезки под давлением позволяет проводить ремонт газопровода без остановки перекачки газа, что снижает недопоставки газа потребителю, потери газа при опорожнении в атмосферу и потери газа при продувке газопровода.

На основании данных китайской таможни «Газпром» подает газ в Китай примерно по \$290 за тысячу кубометров.

Иными словами, стоимость одного кубометра газа равна 23,37 руб.

Экономическая эффективность применения технологии врезки под давлением будет определяться в виде средних суммарных затрат:[3]

$$\mathcal{E}_э = \mathcal{Z}_{нед.г.} + \mathcal{Z}_{с.г.} + \mathcal{Z}_{п.г.} \quad (3.1)$$

Где  $\mathcal{E}_э$  – экономическая эффективность применения технологии ремонта газопровода без остановки перекачки;

$\mathcal{Z}_{нед.г.}$  – затраты на недопоставку газа;

$\mathcal{Z}_{с.г.}$  – затраты на опорожненный газ в атмосферу;

$\mathcal{Z}_{п.г.}$  – затраты на продувку газа.

Затраты от недопоставки газа потребителю определяются по формуле:

$$\mathcal{Z}_{нед.г.} = C \cdot q \cdot t \quad (3.2)$$

$$\mathcal{Z}_{нед.г.} = 23,37 \cdot 23941,8 \cdot 10^3 \cdot 3 = 1678560 \text{ тыс. руб}$$

Где  $C = 23,37$  руб/м<sup>3</sup> - стоимость поставляемого газа в КНР;

$q = 23941,8$  м<sup>3</sup> - объем недопоставленного газа;

$t = 3$  суток - время простоя трубопровода.

					Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Объем недопоставленного газа рассчитывают по формуле:

$$q = \sqrt{\frac{p_H^2 - p_K^2}{L \cdot z}} \quad (3.3)$$

$$q = \sqrt{\frac{(9,8 \cdot 10^6)^2 - (8,9 \cdot 10^6)^2}{30 \cdot 10^3 \cdot 0,9787}} = 23941,8 \text{ тыс. м}^3$$

Где  $p_H = 9,8$  МПа - начальное давление газа на расчетном участке;

$p_K = 8,9$  МПа - конечное давление газа на расчетном участке;

$L = 30$  км - длина расчетного участка;

$z = 0,9787$  - коэффициент сжимаемости газа.

Затраты от стравливания газа в атмосферу определяются:

$$Z_{\text{с.г.}} = C \cdot V \quad (3.4)$$

$$Z_{\text{п.г.}} = 23,37 \cdot 422097 = 9865 \text{ тыс. руб}$$

Где  $C = 23,37$  руб/м<sup>3</sup> - стоимость поставляемого газа в КНР;

$V = 422097$  м<sup>3</sup> - объем стравленного газа в атмосферу.

Объем стравленного газа рассчитывают по формуле:

$$V = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} \cdot p_{\text{ср}} \cdot \frac{293}{T_{\text{ср}} \cdot z \cdot 1,033} \quad (3.5)$$

$$V = \frac{3,14 \cdot 1,42^2 \cdot 30 \cdot 10^3}{4} \cdot 9,6 \cdot \frac{293}{313 \cdot 0,9787 \cdot 1,033} = 422097 \text{ м}^3$$

Где  $D = 1,42$  м - диаметр газопровода;

$L = 30$  км - длина стравленного газопровода;

$p_{\text{ср}} = 9,6$  МПа - среднее давление в газопровode;

$T_{\text{ср}} = 313$  К - средняя температура стравливаемого газа;

$z = 0,9787$  - коэффициент сжимаемости газа.

Затраты на продувку газопровода определяются:

$$Z_{\text{п.г.}} = C \cdot V \quad (3.6)$$

$$Z_{\text{п.г.}} = 23,37 \cdot 43032 = 1005,7 \text{ тыс. руб}$$

Где  $C = 23,37$  руб/м<sup>3</sup> - стоимость поставляемого газа в КНР;

$V = 43032$  м<sup>3</sup> - объем продуваемого газа в атмосферу.

Объем продуваемого газа рассчитывают по формуле:

$$V = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L \cdot \frac{293}{T_{\text{ср}} \cdot 1,033} \quad (3.6)$$

					Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

$$V = \frac{3,14 \cdot 1,42^2}{4} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot \frac{293}{313 \cdot 1,033} = 43032 \text{ м}^3$$

Где  $D = 1,42$  м - диаметр газопровода;

$L = 30$  км - длина продуваемого газопровода;

$T_{\text{ср}} = 313$  К - средняя температура сравливаемого газа.

Экономическая эффективность будет определяться в виде средних суммарных затрат:

$$\mathcal{E}_э = 1678560 + 9865 + 1005,7 = 1689430,7 \text{ тыс. руб}$$

По полученному значению экономической эффективности, можно сделать вывод, что применение технологии капитального ремонта без остановки перекачки газа, является наиболее эффективной.

					Обзор и выбор метода капитального ремонта крановых узлов магистрального газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

#### 4 Расчет трубопровода на прочность

При проектировании и строительстве газопроводов необходимо учитывать множество факторов, включая прочность трубопровода. Расчет газопровода на прочность является одним из ключевых этапов проектирования и позволяет определить, какой диаметр трубы и какие материалы необходимы для обеспечения безопасности и надежности транспортировки газа. В расчете учитываются такие параметры, как давление газа, температура окружающей среды, характеристики грунта и многие другие. Все эти факторы должны быть учтены при проектировании и строительстве газопроводов, чтобы обеспечить безопасность и надежность их работы.

Для определения прочности газопровода используется метод предельных состояний, который учитывает возможность разрушения трубы под воздействием внутреннего давления и предельно допустимые деформации. Для расчета несущей способности газопровода используется временное сопротивление металла труб, а для расчета предельно допустимых деформаций - предел текучести материала. При расчете следует руководствоваться правилами «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85\*.[4]

Таблица 4.1. - Исходные данные, необходимые для расчета

Показатель	Значение
Наружный диаметр трубы нефтепровода $D_n$ , мм	1420
Марка стали трубы	K60 (10Г2ФБЮ)
Категория участка	III
Внутреннее давление $P$ , МПа	9,8

Таблица 4.2. - Дополнительные данные:

Показатель	Значение
Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность $m$	0,99
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода $k_n$	1,265

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<i>Расчет трубопровода на прочность</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					38	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
						<i>Группа 2Б92</i>		

Продолжение Таблицы 4.2

Коэффициент надежности по материалу трубы $k_1$	1,55
Коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в газопроводе $n$	1,1
Временное сопротивление материала трубы $\sigma_B$ , МПа	590
Предел текучести материала трубы $\sigma_T$ , МПа	460

**4.1 Определение толщины стенки трубопровода**

При расчете практической работы использовать свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85\*.

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_n} \quad (4.1)$$

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,99}{1,55 \cdot 1,265} = 297,90 \text{ МПа}$$

$R_1^H = \sigma_B$ , в соответствии с характеристикой стали К60 (10Г2ФБЮ);

$m = 0,99$ , в соответствии с категорией трубопровода по СП 36.13330.2012;

$k_1 = 1,55$ , в соответствии с таблицей из СП 36.13330.2012 для электросварных труб;

$k_n = 1,265$ , в соответствии с таблицей из СП 36.13330.2012 для газопроводов с внутренним давлением до 10 Мпа и диаметром 1400.

$$\delta = \frac{npD_H}{2(np + R_1)} \quad (4.2)$$

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2(1,1 \cdot 9,8 + 297,90)} = 24,80 \text{ мм};$$

$n = 1,1$ , в соответствии с таблицей 14 из СП 36.13330.2012

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_H} \quad (4.3)$$

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1370,4}{2 \cdot 24,80} = -9,53 \text{ МПа}$$

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \frac{1}{\text{град}}$ , коэффициент линейного расширения в соответствии с СП 36.13330.2012;

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа, модуль упругости в соответствии с СП 36.13330.2012;

$\Delta t = 40$  град.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \quad (4.4)$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{9,53}{590}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{9,53}{590} = 0,99$$

					<i>Расчет трубопровода на прочность</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)} \quad (4.5)$$

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определяют по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (4.6)$$

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \cdot 297,90 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 36,15 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} \quad (4.7)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 297,90 \cdot 10^6}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6} = 84,36 \text{ град}$$

Где  $\mu = 0,3$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

Произведём расчёт стенки трубы:

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2 \cdot (0,99 \cdot 297,90 + 1,1 \cdot 9,8)} = 25,04 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки 26 мм.

#### **Расчет максимально допустимого рабочего давления.**

Максимально допустимое рабочее давление  $P_{\text{доп}}$ , МПа, на участке газопровода при проведении работ по сварке, врезке и перекрытию полости трубы, вычисляют по формуле:

$$p_{\text{доп}} = k_1 \frac{\delta - c}{\delta_H} p_y \quad (4.8)$$

где  $k_1$  - коэффициент сварного шва, принимаемый равным:

- 1,0 – для прямошовных электросварных дуговой сваркой и бесшовных труб;
- 0,8 – для спиральношовных труб;

$\delta$  - фактическая толщина стенки трубы в месте приварки, мм;

$c$  - часть толщины стенки трубы со сниженным пределом текучести материала в результате нагрева при сварке, принимается равным 2,4 мм;

$p_y$  - установленное рабочее давление в газопроводе, МПа.

$$p_{\text{доп}} = 1,0 \cdot \frac{26 - 2,4}{26} \cdot 9,8 = 8,90 \text{ МПа}$$

#### **4.2 Проверка прочности и деформации газопровода $D_H=1420$ мм**

Проверяем газопровод на прочность по условию:

$$|\sigma_{\text{пр.Н}}| \leq \psi_2 R_1; \quad (4.9)$$

					<i>Расчет трубопровода на прочность</i>	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Где  $\sigma_{пр.N} = -9,53$  - продольные осевые напряжения;

$\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб;

$R_1 = 297,9$  Мпа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{вн} = D_n - 2 \cdot \delta \quad (4.10)$$

Где  $D_n = 1420$  мм – наружный диаметр газопровода.

$$D_{вн} = 1420 - 2 \cdot 26 = 1368 \text{ мм}$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{np_{доп}D_{вн}}{2\delta_n} \quad (4.11)$$

Где  $n = 1,1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p_{доп} = 8,90$  Мпа - максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода при проведении работ по врезке под давлением;

$D_{вн} = 1368$  мм - внутренний диаметр газопровода;

$\delta_n = 26$  мм - номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 8,90 \cdot 1368}{2 \cdot 26} = 257,6 \text{ Мпа}$$

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \quad (4.12)$$

Где  $\sigma_{кц} = 257,6$  Мпа - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления;

$R_1 = 297,9$  Мпа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|257,6|}{297,9} \right)^2} - 0,5 \frac{|257,6|}{297,9} = 0,51$$

$$|-9,53| \leq 0,51 \cdot 297,9$$

$$9,53 \leq 151,93$$

Условие прочности газопровода выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов произведём проверку согласно условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H \quad (4.13)$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H \quad (4.14)$$

					<i>Расчет трубопровода на прочность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

Где  $\sigma_{пр}^H$  - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\sigma_{кц}^H$  - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;

$\psi_3$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла,;

$m = 0,99$  - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_H = 1,265$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^H = 460$  МПа - предел текучести стали 10Г2ФБЮ.

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p_{доп} D_{вн}}{2\delta_H} \quad (4.15)$$

Где  $p_{доп} = 8,90$  МПа - максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода при проведении работ по врезке под давлением;

$D_{вн} = 1368$  мм - внутренний диаметр газопровода;

$\delta_H = 26$  мм - номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц}^H = \frac{8,90 \cdot 1368}{2 \cdot 26} = 234,14 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \quad (4.16)$$

Где  $\sigma_{кц}^H = 234,14$  МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;

$m = 0,99$  - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_H = 1,265$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^H = 460$  МПа - предел текучести стали 10Г2ФБЮ.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{234,14}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460} \right)^2} - 0,5 \frac{234,14}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460} = 0,671$$

$$234,14 \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$234,14 \leq 400$$

Условие недопустимости пластических деформаций выполняется.

Находим максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий по формуле:

Для положительного температурного перепада  $\Delta t = 36,15^{\circ}\text{C}$ :

					<i>Расчет трубопровода на прочность</i>	<i>Лист</i>
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t + \frac{ED_{\text{H}}}{2R} \quad (4.17)$$

Где  $\mu = 0,3$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = 234,14$  МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, Мпа;

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  град $^{-1}$  - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\Delta t = 40^{\circ}\text{C}$  - температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

$D_{\text{H}} = 1420$  мм – наружный диаметр газопровода;

$R = 1400$  м – минимальный допустимый радиус упругого изгиба СП 34-112-97.

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 234,14 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 36,15 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1400} = -123,59 \text{ МПа}$$

Для отрицательного температурного перепада  $\Delta t = 84,36^{\circ}\text{C}$ :

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t + \frac{ED_{\text{H}}}{2R} \quad (4.18)$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = 0,3 \cdot 234,14 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 84,36 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1400} = -33,82 \text{ МПа}$$

Для положительного температурного перепада:

$$|-123,59| \leq 0,671 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$123,59 \leq 268,4$$

Условие недопустимости пластических деформаций при положительном перепаде температуры выполняется.

Для отрицательного температурного перепада:

$$|-33,82| \leq 0,671 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 460$$

$$33,82 \leq 268,4$$

Условие недопустимости пластических деформаций при отрицательном перепаде температуры выполняется.

Расчет байпасной линии на прочность произведен в приложении А.

					Расчет трубопровода на прочность	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 Организация работ по капитальному ремонту кранового узла

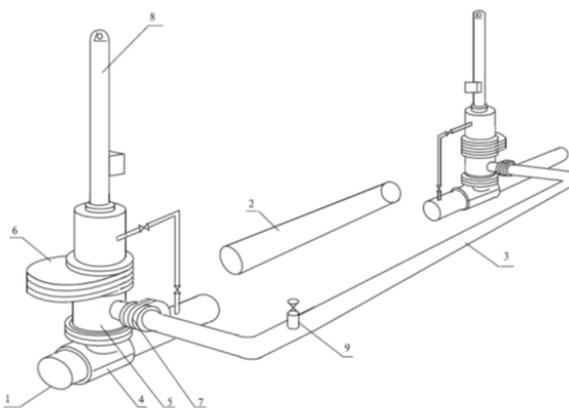
Капитальный ремонт кранового узла будет проводиться с использованием метода врезки временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием адаптеров с боковым ответвлением.

### 5.1 Подготовительные работы

Перед проведением работ на газопроводе необходимо провести предварительную проверку участка. Она включает в себя выявление повреждений и утечек взрывоопасных веществ. Также, во время работ на газопроводе врезкой под давлением недопустимо поднимать давление на параллельных и пересекающихся нитках газопроводов. Для определения положения газопровода используются специальные инструменты. Перед началом работ необходимо очистить поверхность трубы от остатков грунта и изоляции. Места врезки и установки узлов врезки определяют и намечают на поверхности трубы.

### 5.2 Основные работы

Для выполнения врезки временного байпаса и перекрытия полости газопровода используются адаптеры с боковым ответвлением и плоские задвижки (рисунок 5.1). Врезка производится вертикально перпендикулярно поверхности земли. Для герметизации ответвлений равнопроходных тройников используется пробка. Байпас подсоединяют параллельно поверхности земли к боковым ответвлениям фланцевых адаптеров через плоские задвижки. По окончании работ байпас демонтируют.[2]



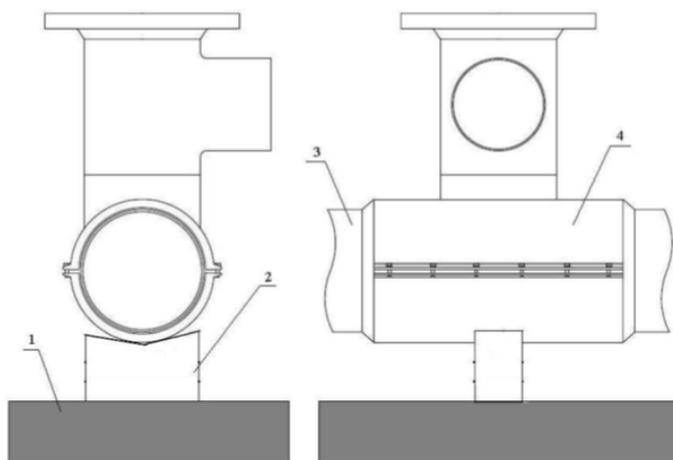
1 – магистральный газопровод; 2 – ремонтируемый участок; 3 – байпас; 4 – разрезной тройник запорного устройства; 5 – адаптер с боковым ответвлением; 6 - плоская задвижка запорного устройства; 7 – плоская задвижка временного байпаса; 8 – запорное устройство; 9 – свеча временного байпаса.

Рисунок 5.1 – Врезка временного байпаса и перекрытие полости газопровода с использованием фланцевых адаптеров с боковым ответвлением.

					<b>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</b>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Сарнов К.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				44	99
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		
					<b>Организация работ по капитальному ремонту кранового узла</b>		

Приварку двух равнопроходных тройников производим в местах предполагаемого перекрытия полости трубы газопровода, двух перепускных патрубков для монтажа трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств и стравливания газа. При врезке будем использовать ребра жесткости и центрирующие устройства.

Под равнопроходные тройники устанавливают поддерживающие трубу газопровода временные опоры. Временные опоры, состоящие из железобетонной плиты и регулируемой части, устанавливают под узел врезки (рисунок 5.2). Временные опоры на твердых настилах рассчитываем на суммарный вес устанавливаемого оборудования.



1 – железобетонная плита; 2 – временная опора;  
3 – трубопровод; 4 – узел врезки.

Рисунок 5.2 – Схема установки временной опоры, состоящий из железобетонной плиты и регулируемой части, под узел врезки

#### Подготовка и монтаж временного байпаса.

Подготовку временного байпаса производим наземным способом с укладкой труб на инвентарные подкладки с противораскатными упорами на бровке траншеи параллельно участку газопровода, подлежащему ремонту.[2]

При прокладке временного байпаса применяем трубы, соответствующие требованиям технических условий, указанных в СТО Газпром 2-2.1-131, либо соответствующие перечню технических условий, согласованных с постоянно действующей Комиссией ОАО «Газпром».

Сборку труб производим с использованием центраторов. К временному байпасу с обоих его концов привариваем по одному инвентарному отводу с углом поворота 90° по направлению к месту врезки в газопровод.

Рекомендуемый диаметр временного байпаса и трубной обвязки выравнивания давления запорных устройств принимаем согласно СТО Газпром 2-2.3-116-2016.

В данной работе будет использован временный байпас с характеристиками:

- Условный диаметр головки запорного устройства, мм – 1000,
- Допустимый перепад давления на запорном устройстве, Мпа – 0,31,

					<b>Организация работ по капитальному ремонту кранового узла</b>	<i>Лист</i>
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

— Условный диаметр временного байпаса, мм – 1000,

— Условный диаметр трубной обвязки запорного устройства, мм – 200.

Для того чтобы определить протяженность байпасной линии необходимо учесть, что расстояние между отводным тройником и тройником для монтажа запорного устройства должно быть равным от 1,5 до двух диаметров газопровода. Также необходимо учитывать расстояние между тройниками для запорных устройств и местом выполнения огневой работы, которое должно быть не менее 8 метров.

Диаметр и протяженность временного байпаса уточняют при разработке ПУВ с учетом обеспечения технологического режима транспортировки трубопровода в целом.

Врезку байпаса и запорных устройств выполняем в следующем порядке:

— на вертикальных ответвлениях одинаковых тройников устанавливаем фланцевые переходы с боковыми ответвлениями,

— на вертикальных и боковых ответвлениях переходов устанавливаем плоские затворы,

— на машину для врезки устанавливаем переход и фрезу для вырезания одинаковых отверстий,

— машину для врезки закрепляем на плоском затворе вертикального ответвления фланцевого перехода шпильками,

— открываем затвор вертикального ответвления перехода, оставляя закрытым затвор бокового ответвления, проверяем герметичность фланцевых соединений стыковочного узла и испытываем тройник,

— вырезаем отверстие в стенке газопровода, закрываем плоский затвор и демонтируем машину,

— для монтажа трубной обвязки запорных устройств на резьбовой фитинг перепускного патрубка устанавливаем ручной сверлильный станок, вырезаем отверстие в стенке трубы, закрываем резьбовой фитинг и демонтируем станок.

Аналогичную работу производим последовательно на другом конце участка, подлежащего ремонту.

Для временного перекрытия полости газопровода используем адаптеры с боковым ответвлением и плоские задвижки. Байпас подсоединяем к ответвлениям адаптеров через плоские задвижки и проверяем его на герметичность в течение не менее 24 часов.

Для перекрытия полости газопровода устанавливаем запорные устройства на плоские задвижки вертикальных ответвлений адаптеров, соединяем их с перепускными патрубками трубной обвязкой и контролируем давление на головках запорных устройств.

					Организация работ по капитальному ремонту кранового узла	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

После стабилизации давления на перекрываемом участке, открываем плоские задвижки вертикальных ответвлений адаптеров и медленно вводим в полость трубы головки запорных устройств. Давление между запорными головками сбрасываем через трубную обвязку и свечи, чтобы освободить участок газопровода для ремонта.

Для повышения герметичности ремонтируемого участка перед проведением огневых работ после установки запорных устройств дополнительно устанавливаем ВГУ в соответствии с рисунком 5.3.[2]



1- приварной патрубков; 2 – манометр; 3- свечи перепускного клапана; 4 – запорное устройство

Рисунок 5.3 – Типовая схема установки ВГУ

После ремонта участка газопровода необходимо выполнить следующие действия: удалить ВГУ, заварить технологические отверстия, вытеснить воздух из отремонтированного участка и выровнять давление по обе стороны запорных головок каждого запорного устройства через перепускные патрубки трубной обвязки.

Запорную головку расположенную первой по направлению движения потока газа, выводят вначале, затем вторую.

Отремонтированный участок трубы испытывают.

Для демонтажа временного байпаса и запорных устройств необходимо закрыть плоские затворы и демонтировать трубную обвязку между ними и корпусами запорных устройств. Работы проводят одновременно на двух концах отремонтированного участка.

Мероприятия по монтажу двух герметизирующих пробок, демонтажу плоских затворов с вертикальных и боковых ответвлений переходов, демонтажу двух переходов и монтажу двух глухих фланцев на вертикальных ответвлениях одинаковых тройников производим в следующем порядке:

— закрепляем герметизирующей пробкой вырезанный темплет, чтобы предотвратить застревание очистных устройств и дефектоскопов, предварительно очистив его от наплавленных прихваток,

— машину для врезки устанавливаем на плоский затвор перехода, открываем затвор, вытесняем воздух из перехода машины и выравниваем давление в переходе машины по обе стороны затвора и в газопроводе,

— опускаем герметизирующую пробку в соответствующий фланец тройника и устанавливаем ее в стопорном кольце фланца с последующим закреплением во фланце герметизирующей пробки,

— задвигают сверлильный вал в переход машины, стравливают газ из перехода и демонтируют машину, плоский затвор и сам переход,

— устанавливаем глухой фланец с прокладкой на фланец с закрепленной герметизирующей пробкой тройника и закрепляем его болтами.

Аналогичные работы производим последовательно на другом конце участка.

После демонтажа байпаса, на газопроводе остаются два равнопроходных тройника. По окончании работ, необходимо провести испытание отремонтированного участка газопровода проходным рабочим давлением.

Для гарантии качества гарантийными сварными соединениями оформляем сварные швы приварки узлов врезки.

### **5.3 Заключительные работы**

Для завершения работ требуется присоединить крановый узел, произвести очистку и изоляцию труб, засыпать котлован и траншею, а также установить ограждения. Для очистки поверхности труб используются металлические щетки или электро-пневмоинструменты со щетками. После очистки поверхность должна иметь серый цвет и блестеть. Для изоляции труб и крановых узлов используются специальные покрытия, установленные по проекту. Контроль качества изоляции проводится визуально и с помощью специальных приборов. Засыпку котлована и траншеи производят вручную и бульдозером, избегая повреждения труб и крановых узлов. Для защиты крановых узлов и других устройств от повреждений необходимо установить наземные ограждения. При подключении перемычек лупинга и перехода к магистральному газопроводу, заключительный этап работ проводят в двух точках подключения. При ремонте участка газопровода необходимо выполнить изоляцию труб и крановых узлов, засыпку котлована и установку ограждений.

### **5.4 Вырезка кранового узла**

Согласно СТО Газпром 14-2005 огневые работы на линейной части газопровода состоят из четырёх основных этапов:

- вырезка технологических отверстий (ТО),
- разъединение газопровода после освобождения ремонтного участка от газа,
- сварочно-монтажные работы,
- заварка технологических отверстий.

					<b>Организация работ по капитальному ремонту кранового узла</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

В местах вырезки ТО и на расстоянии не менее 100мм от контура предполагаемого отверстия выполняется ультразвуковой контроль с целью определения толщины стенки трубы.

Перед началом огневых работ должна быть выбрана схема вырезки и герметизации ТО. ТО должны иметь форму овала (эллипса) и располагаться в верхней четверти газопровода со смещением от верхней образующей трубы

Для вырезки технологических отверстий используем воздушно-плазменную резку ДС120П.33.

Пламя загорающегося газа при вырезке ТО и выполнении черновых резов следует гасить войлочной кошмой или асбестовым полотном, а линию реза по мере продвижения резака – замазывать мятой мокрой или бентонитовой глиной.

### **5.5 Монтаж кранового узла**

Сборку и сварку труб и запорной арматуры осуществляем в соответствии с инструкцией по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Для магистрального газопровода «Сила Сибири» используются стальные электросварные прямошовные трубы из стали 10Г2ФБЮ классом прочности К60.

Сварку и контроль сварных стыков производят в соответствии с требованиями СНиП III-42-80 и техническими требованиями на трубы, по технологии, аттестованной в соответствии с требованиями РД 03-615-03, под руководством аттестованных специалистов. Контроль сварных стыков стальных газопроводов производится физическими методами лабораториями строительно-монтажных организаций, выполняющих сварочные работы. Технология сварочных работ должна соответствовать требованиям СНиП III-42-80, а контроль сварных соединений проводится в соответствии с этими же требованиями.

### **5.6 Подбор оборудования**

Линейный кран (рисунок 5.4).

В соответствии с условиями использования подбираем линейный кран с пневмогидроприводом производства компании «Тяжпромарматура».

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					



Рисунок 5.4. Линейный кран

Таблица 5.1.- Технические характеристики Линейного крана

Условное обозначение	1лс(6)762р9
Завод изготовитель	<u>Тяжпромарматура</u>
Кл. исп.	ХЛ1
DN, мм	1400
PN, МПа	10,0
Тип привода	Пневмогидравлический привод
Тип установки	Подземный
Тип присоединения	С концами под приварку

Оборудование для врезки.

На данный момент в реестре ПАО Газпром используется оборудование компании T.D. Williamson.

Для осуществления врезок в трубопровод используется машина ТМ-2460 (рисунок 5.5), которая способна вырезать отверстия диаметром от 760 до 1520 мм. Она имеет две конфигурации привода: пневматический и гидравлический. Служит данная машина для врезки в трубопроводы без изменения давления.



Рисунок 5.5. Машина ТМ-2460 для вырезания отверстий

					<b>Организация работ по капитальному ремонту кранового узла</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Ручной сверлильный станок T101b XL (рисунок 5.6).

Данный станок T-101b XL используется для создания врезок малых диаметров в трубопроводы под давлением.



Рисунок 5.6. – Ручной сверлильный станок T101b XL.

Задвижка SANDWICH (рисунок 5.7).

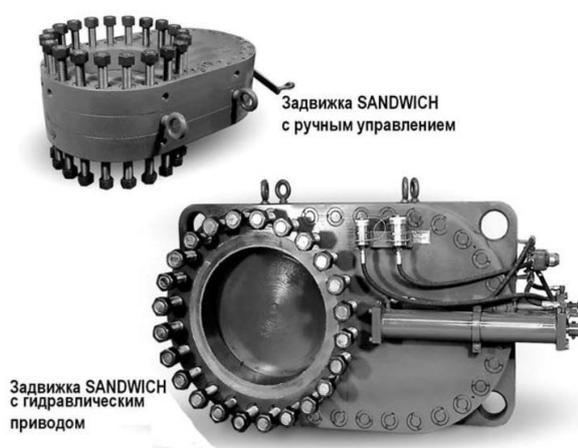


Рисунок 5.7. –Задвижки типа SANDWICH с ручным и гидравлическим приводами.

Для установки врезок и перекрытия сечения трубопроводов используются задвижки типа SANDWICH, которые имеют насечки на поверхностях под прокладки для обеспечения лучшей герметичности. Расстояние между фланцами у задвижек типа SANDWICH на 75% меньше, чем у стандартных задвижек, что делает их более удобными для установки в ограниченном пространстве.

В качестве аналога зарубежным производителям можно привести кампанию ИНТРОФИТ.

ИНТРОФИТ — это оборудование для врезки под давлением Российского производства.

Машина для резки INTRAFIT Н-Тар 1448 (рисунок 5.8).



Рисунок 5.8. INTRAFIT Н-Тар 1448

Таблица 5.2. - Технические характеристики

Название	INTRAFIT Н-Тар 1448
Тип привода	Гидравлический
Диапазон резки	DN350 – DN1200
Ход штока, мм	2794
Максимальное рабочее давление, МПа	10
Масса, кг	1141

Машина для резки INTRAFIT М-Тар 104 (рисунок 5.9).



Рисунок 5.9. Машина для резки INTRAFIT М-Тар 104

Таблица 5.3. - Технические характеристики

Название	INTRAFIT M-Tap 104
Тип привода	Механический
Диапазон врезки	DN15 – DN100
Ход штока, мм	458
Максимальное рабочее давление, МПа	10
Масса, кг	17,5

Закупорочные головки (рисунок 5.10).

Они выполняют роль временной заглушки, которая отсекает участок трубопровода и служит для полной остановки потока в трубопроводе.



Рисунок 5.10. Закупорочная головка

Задвижка плоская (рисунок 5.11).



Рисунок 5.11. Задвижка плоская

Таблица 5.4. - Технические характеристики

Условный проход	от 50мм до 1200мм
Давление	до 11,8 МПа
Температура длительной эксплуатации	от -60°C до +80°C
Диапазон рабочей температуры	от -30°C до +40°C
Тип привода	Ручной или гидропривод

Оборудование для перекрытия трубопровода под давлением (рисунок 5.12).  
 Предназначено для временного перекрытия секции трубопровода под давлением для проведения ремонта.



Рисунок 5.12. Запорное устройство

Таблица 5.5. - Технические характеристики

Номинальный диаметр трубопроводов для перекрытия	От 80 до 1420 мм
Максимальное рабочее давление	До 10 Мпа
Контрольное давление испытаний при температуре окружающей среды	1,5 кратное рабочее давление

Временное герметизирующее устройство.

Шар запорный одноразмерный тип ШЗО Ду 1400 (рисунок 5.13).

Пневматическая заглушка представляет собой надувную оболочку цилиндрической или эллипсоидной формы с герметизирующими и уплотнительными поясами, что позволяет выполнить 100% перекрытие внутренней полости трубопровода. Заглушка имеет штуцер и резиновый шланг для наполнения и откачки воздуха, также на изделии предусмотрена ручка для удобства установки и извлечения из полости трубопровода.

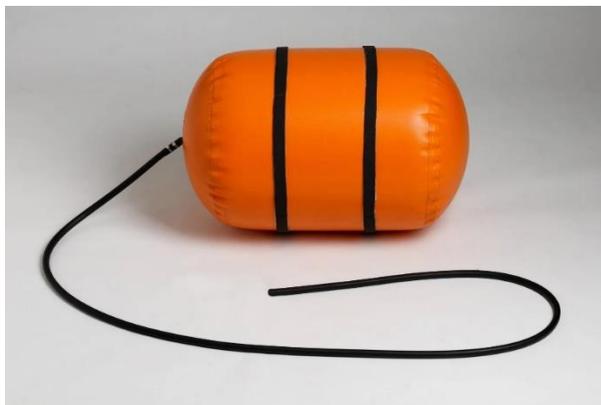


Рисунок 5.13. Шар запорный одноразмерный тип ШЗО

Таблица 5.6 - Технические характеристики:

Диаметр, мм	Рабочая среда	Максимальное давление в заглушке, кПа	Масса, не более, кг
1400	Природный газ, вода	35	14

Для проведения земляных работ потребуется специальная техника.

Для снятия плодородного слоя почвы будет применяться бульдозер Б-10М с оборудованием рыхлителя (рисунок 5.14).

Таблица 5.7. – Технические характеристики Б-10М

Наименование параметра	Значение
Ширина отвала, мм	3310
Высота отвала, мм	1000
Тяговый класс	10
Тип трансмиссии	гидромеханическая
Мощность двигателя, кВт	132
Масса, кг	19500



Рисунок 5.14. – Бульдозер Б-10М

Разработка и обустройство ремонтного котлована выполняется с помощью одноковшового экскаватора ЕК-270 LC-05 (рисунок 5.15).

Таблица 5.8. – Технические характеристики ЕК-270 LC-05

Наименование параметра	Значение
Емкость основного ковша, м <sup>3</sup>	1,25
Номинальная мощность двигателя, кВт	132
Максимальное усилие копания ковшом, кН	200
Масса, кг	28000
Геометрические параметры	
Длина стрелы, м	6,0
Длина рукояти, м	2,4



Рисунок 5.15. Экскаватор ЕК-270 LC-05

Для поднятия шарового крана массой 26580 кг потребуется Автокран Ивановец КС-65740-8 (рисунок 5.16).

Таблица 7.8. – Технические характеристики Автокран Ивановец КС-65740-8.

Грузоподъемность крана	40 т
Высота стрелы	37 м
Решетчатый удлинитель	14 м
Количество осей	4



Рисунок 5.16. Автокран Ивановец КС-65740-8  
Оборудование для резки труб.

Аппарат ДС120П.33 (рисунок 5.17) предназначен для резки различных электропроводных материалов толщиной до 40мм в цеховых и монтажных условиях. В данном аппарате используется воздушно-плазменная резка, которая имеет небольшую зону термического влияния, универсальность по отношению к видам металлов и не требует высокого качества поверхности разрезаемого металла. Аппарат может использоваться с автоматическим резаком в составе трубореза ТР-2.



Рисунок 5.17. Аппарат ДС120П.33

### Труборез ТР-2.

Труборез ТР-2 (рисунок 5.18) предназначен для резки труб и листовых материалов в сочетании с аппаратом ДС 120П.33. Он может использоваться для труб диаметром от 56 до 1420 мм.



Рисунок 5.18. Труборез ТР-2.

Труборез в своем комплекте имеет специальную цепь, которая обеспечивает передвижение по трубе или листу. Сам труборез состоит из самоходной тележки, шарнирной рамы с валом и двумя зубчатыми шестернями, опорных колес и механизма натяжения цепи.

## 6 Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки

SolidWorks — это программное обеспечение, предназначенное для проектирования и моделирования различных объектов в трехмерном пространстве. Одной из его основных функций является анализ напряженно-деформированного состояния объектов, что позволяет определить возможные проблемы и дефекты в конструкции.

Для проведения анализа напряженно-деформированного состояния кранового узла магистрального газопровода в программе SolidWorks создаем трехмерную модель узла с учетом всех его деталей и особенностей конструкции. Затем на основе этой модели проводим расчет напряжений и деформаций в различных точках узла, что позволяет определить наиболее критические места.

Разработка и анализ кранового узла с врезкой байпаса в магистральный газопровод под давлением с помощью SolidWorks и SolidWorks Simulation является задачей, которая решается методом конечных элементов (МКЭ) и требует учета некоторых факторов, которые учитываются на протяжении всего исследования.

Таким образом, использование программы SolidWorks для анализа напряженно-деформированного состояния кранового узла магистрального газопровода является необходимым шагом в рамках капитального ремонта и обеспечения безопасности работы системы газопровода.

### 6.1 Создание модели

Моделирование в SolidWorks обеспечивает разработку изделий любой степени сложности и назначения, предполагает использование различных инструментов и возможностей, которые используются на начальных этапах исследования, а именно представление твердотельной сборки кранового узла магистрального газопровода.

Составные части модели кранового узла (рисунок 6.1).

- участок трубы диаметром 1420 мм,
- шаровой кран Ду 1400,
- тройник Ду 300,
- шаровой кран Ду 300,
- байпасная обвязка КУ.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки		
					Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода		
Разраб.		Сарнов К.С.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				58	99
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

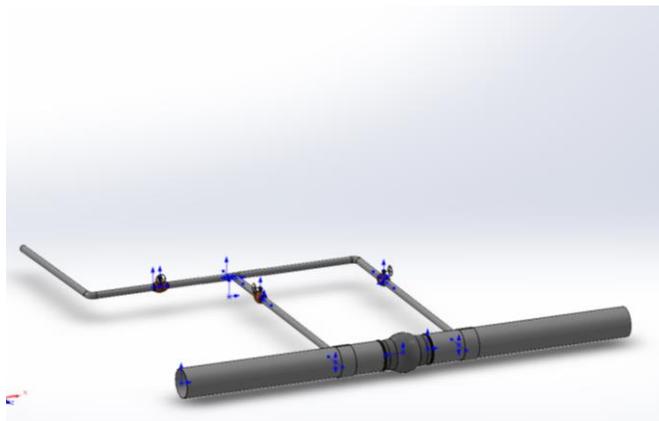


Рисунок 6.1. Сборка Кранового узла

Составные части модели врезки под давлением с использованием адаптеров с боковым ответвлением (рисунок 6.2, 6.3):

- участок трубы,
- тройник под задвижку Ду 1200,
- задвижка плоская Ду 1200,
- Запорное устройство с боковым ответвлением Ду1000,
- ВГУ,
- байпасная обвязка Ду1000.

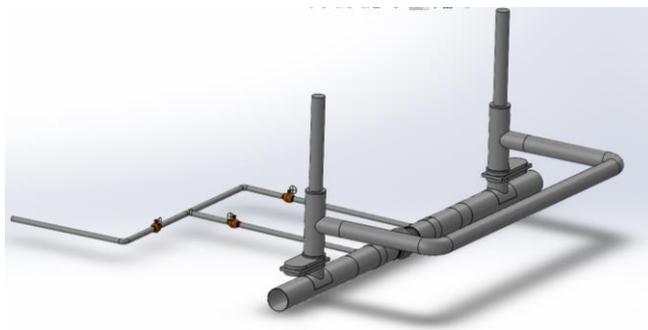


Рисунок 6.2. Крановый узел с врезкой

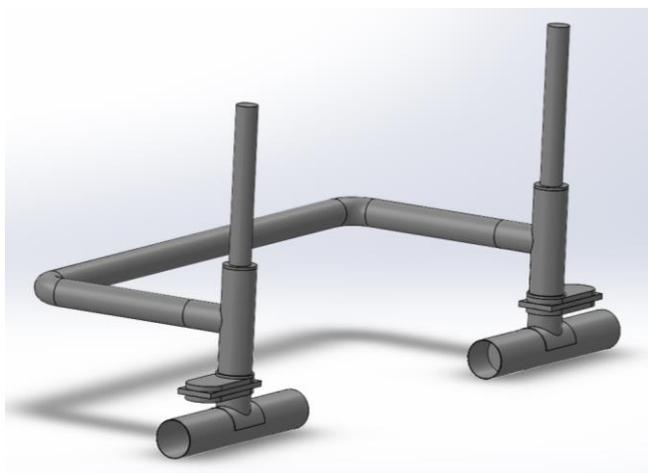


Рисунок 6.3. Модель врезки под давлением

					Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Для дальнейшего исследования добавляем материал трубы класса прочности К60.

Таблица 6.1. - Свойства материала класса прочности К60

Наименование	Значение
Предел текучести, МПа	400
Предел прочности, МПа	590
Модуль упругости, МПа	$2,06 \cdot 10^5$
Коэффициент Пуассона	0,3
Массовая плотность, кг/м <sup>3</sup>	1020

## 6.2 Результаты расчета модели

Диаметр исследуемого газопровода 1420 мм, диаметр отвода 1020 мм. На газопровод действуют следующие нагрузки: давление 8,9 МПа при проведении работ по врезке и 9,8 МПа при запуске отвода на проектное давление. Модель для исследования изображена на рисунке 6.4.

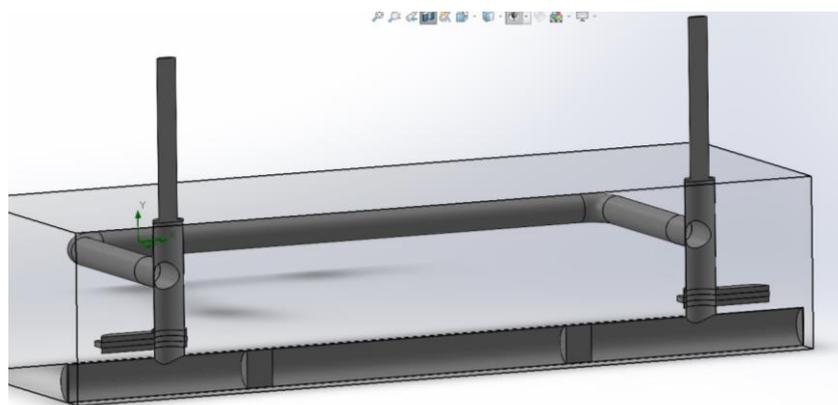


Рисунок 6.4. Модель для исследования

В исследовательской части рассматривается случай влияния нагрузок на прочностные характеристики участка газопровода. На рисунке 6.5. и 6.6. изображены распределение нагрузок по Мизесу и результирующее перемещение на узле врезки в момент проведения работ соответственно, а на рисунке 6.7 и 6.8. изображены распределение нагрузок по Мизесу и результирующее перемещение на узле врезки после проведения работ и подсоединения отвода соответственно.

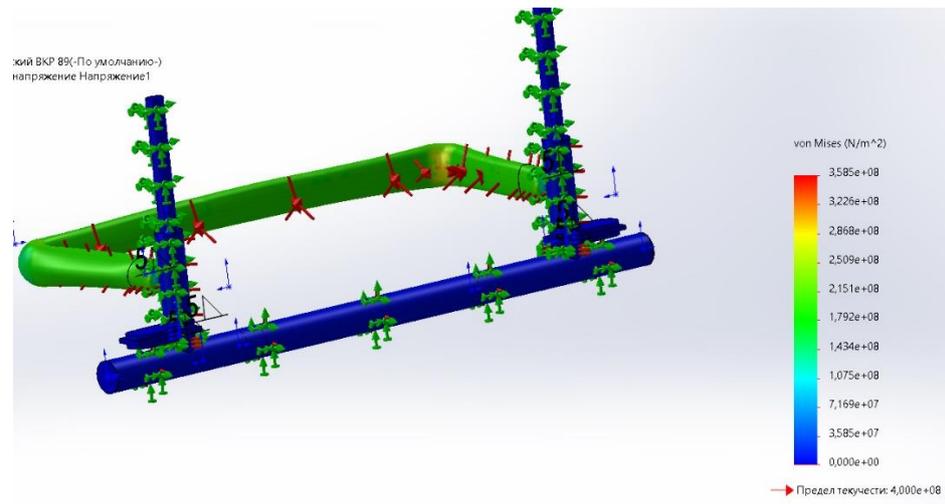


Рисунок 6.5. – напряжение Von Mises

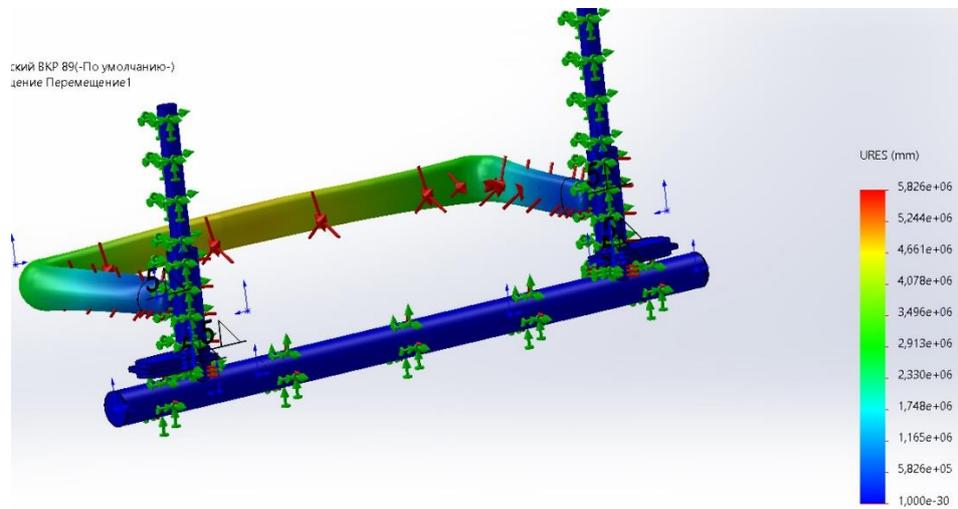


Рисунок 6.6. – результирующее перемещение

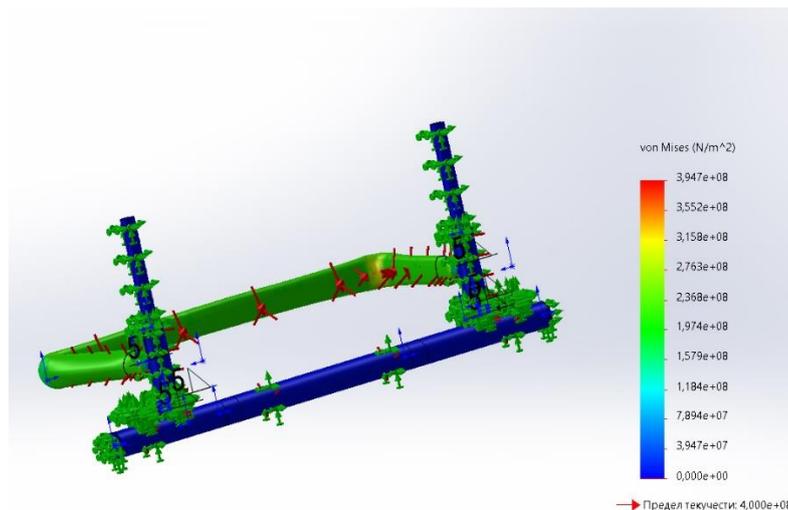


Рисунок 6.7. – напряжение Von Mises

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Исследование напряженно-деформированного  
состояния узла врезки

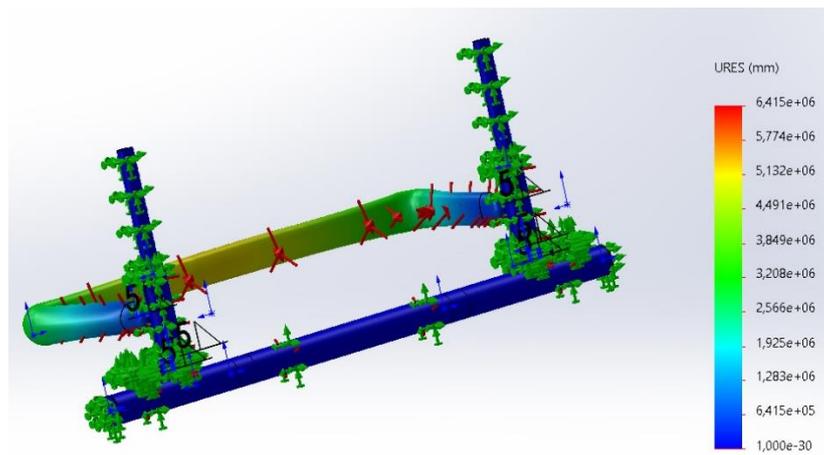


Рисунок 6.8. – результирующее перемещение

Самым подвергающимся напряжениям и деформациям узла врезки является изгиб байпасной линии, подключенной к магистральному газопроводу. Из полученных результатов вытекает вывод, что при проведении пневматических испытаний узла врезки стоит уделить пристальное внимание к байпасной линии, а именно, установке опор для нее.

Также в исследовании было создание потока газа при помощи SolidWorks Flow Simulation.

Для задания потока необходимо рассчитать линейную скорость газа на входе.

$$\omega = \frac{G}{\rho \cdot S} \quad (6.1)$$

Где  $G$  – суточный расход газа,  $\text{м}^3$ ,

$\rho$  – плотность газа,  $0,825 \text{ кг/м}^3$ ,

$S$  – площадь поперечного сечения газопровода.

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad (6.2)$$

Где  $D$  – диаметр газопровода, мм.

$$G = \frac{Q}{365} \quad (6.3)$$

Где  $Q$  – объем транспортировки в год, 38 млрд  $\text{м}^3$ .

$$G = \frac{38 \cdot 10^9}{365} = 1,0411 \cdot 10^8 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}}$$

$$S = \frac{3,14 \cdot 1,42^2}{4} = 1,5829 \text{ м}^2$$

$$\omega = \frac{1,0411 \cdot 10^8}{0,85 \cdot 1,5829 \cdot 3600 \cdot 24} = 696 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Устанавливаем посчитанную линейную скорость газа на входе в газопровод. В перекрытый участок устанавливаем давление окружающей среды равное атмосферному. Направление потока изображено на рисунках 6.9. и 6.10.

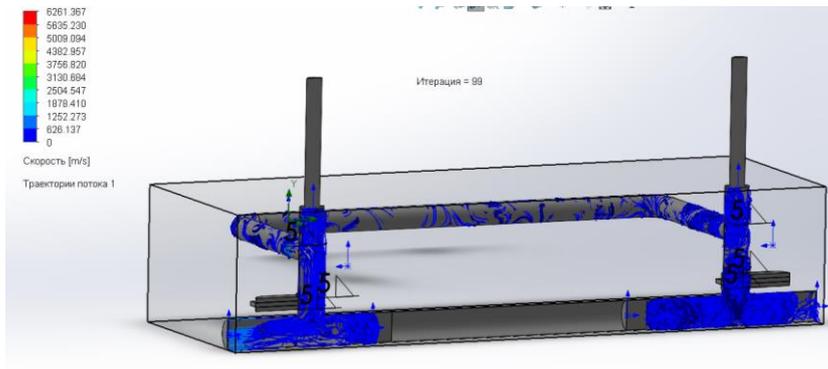


Рисунок 6.9. Определение скорости потока

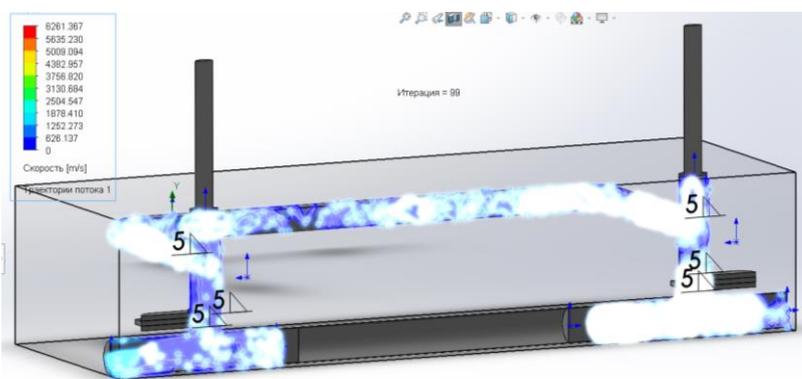


Рисунок 6.10. Распределение потока

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Врезка под давлением в крановый узел магистрального газопровода в Восточной Сибири может стать важным шагом в развитии газопроводной инфраструктуры в этом регионе. Данный процесс является достаточно сложным процессом и требует высокой квалификации специалистов. Однако, этот метод позволяет проводить ремонт кранового узла магистрального газопровода без прекращения подачи газа в газопроводе, что обеспечивает непрерывность работы газопровода и безопасность персонала. Также, она позволит расширить доступ населения к газу и увеличить объемы транспортировки газа из месторождений до конечных потребителей, что позволит также увеличить объемы экспорта природного газа в Азию и укрепить экономическое сотрудничество с азиатскими странами. Поэтому важно использовать такую технологию, которая будет отвечать всем требованиям безопасности и экономической эффективности при проведении монтажных работ.

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

Потенциальные потребители результатов исследования.

Для правильного выбора технологии проведения врезки под давлением в крановый узел магистрального газопровода необходимо определиться со наиболее приемлемым в данном конкретном случае способом и методом производства работ. К способам врезки относятся горячая врезка, холодная врезка и врезка с использованием муфты. В каждом способе проведения ремонтных работ выделяют несколько методов ремонта или технологий.

В данном разделе мы будем рассматривать 3 способа подключения отвода:

1. Холодная врезка;
2. Горячая врезка;
3. Врезка с использованием муфты;

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия и метод проведения врезки в газопровод.

					<b>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					64	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

		метод ремонта ППМН		
		Холодная врезка	Врезка с использованием муфты	Горячая врезка
Размер	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

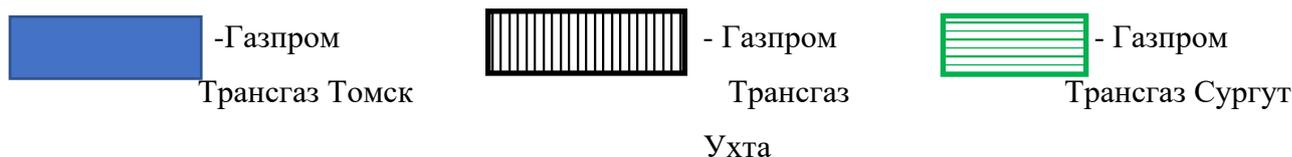


Рисунок 7.1. – Карта сегментирования рынка услуг по проведению врезки отвода в магистральный газопровод:

По результатам сегментирования определенно нельзя сказать, какой метод ремонта основной. Это объясняется тем, что метод ремонта зависит от ряда факторов, в том числе и от бюджета компании.

Анализ конкурентных технических решений.

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ позволит своевременно внести коррективы в исследование, чтобы успешнее противостоять конкурентам.

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i \quad (7.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл i-го показателя.

Таблица 7.1. - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,14	5	5	4	0,7	0,7	0,56
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
3. Помехоустойчивость	0,02	5	3	4	0,1	0,06	0,08
4. Энергоэкономичность	0,07	5	2	3	0,35	0,14	0,21
5. Надежность	0,12	5	5	4	0,6	0,6	0,48
6. Уровень шума	0,01	4	4	4	0,04	0,04	0,04
7. Безопасность	0,12	4	5	4	0,48	0,6	0,48
8. Простота эксплуатации	0,04	3	5	4	0,12	0,2	0,16
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	3	0,3	0,3	0,18
2. Уровень проникновения на рынок	0,01	5	5	4	0,05	0,05	0,04

Продолжение Таблицы 7.1.

3. Цена	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
5. Послепродажное обслуживание	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
6. Финансирование научной разработки	0,06	5	4	2	0,3	0,24	0,12
7. Срок выхода на рынок	0,02	4	5	4	0,08	0,1	0,08
8. Наличие сертификации разработки	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>78</b>	<b>76</b>	<b>65</b>	<b>4,59</b>	<b>4,49</b>	<b>3,83</b>

Б<sub>ф</sub> – Врезка отвода в магистральный газопровод холодным методом,

Б<sub>к1</sub> – Врезка отвода в магистральный газопровод горячим методом,

Б<sub>к2</sub> – Врезка отвода в магистральный газопровод с использованием муфты.

Приведенная таблица наглядно демонстрирует уязвимые места разных видов врезок в магистральный газопровод. Наиболее конкурентноспособной методикой проведения работ монтажа отвода в магистральный газопровод оказалась холодная врезка, это объясняется тем, что данный вид ремонта направлен на снижение экономических потерь из-за не прекращения перекачки газа. Именно остановка перекачки газа является причиной экономических потерь на одноконтурном магистральном газопроводе при проведении капитального ремонта.

Методика проведения работ монтажа отвода в магистральный газопровод с использованием муфты надежно фиксирует отвод и обеспечивает герметичность соединения, но это трудоемкий способ. Возможность выполнения капитального ремонта данным методом определяется рядом условий, поэтому данный метод самый не конкурентноспособный среди рассматриваемых методов.

### Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. Оценим метод врезки под давлением в магистральный газопровод холодной врезкой по технологии QuaD.

Таблица 7.2. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение(3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Энергоэффективность	0,05	100	100	1,0	0,05
2. Помехоустойчивость	0,06	100	100	1,0	0,06
3. Надежность	0,10	100	100	1,0	0,10
4. Унифицированность	0,02	70	100	0,7	0,014
5. Уровень материалоемкости разработки	0,04	85	100	0,85	0,034
6. Уровень шума	0,01	80	100	0,8	0,008
7. Безопасность	0,13	60	100	0,6	0,078

Продолжение Таблицы 7.2.

8. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	100	100	1,0	0,04
9. Простота эксплуатации	0,09	60	100	0,6	0,054
10. Ремонтопригодность	0,02	90	100	0,9	0,018
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
11. Конкурентоспособность продукта	0,09	100	100	1,0	0,09
12. Уровень проникновения на рынок	0,06	100	100	1,0	0,06
13. Перспективность рынка	0,05	90	100	0,9	0,045
14. Цена	0,05	80	100	0,8	0,04
15. Послепродажное обслуживание	0,06	100	100	1,0	0,06
16. Финансовая эффективность научной разработки	0,04	100	100	1,0	0,04
17. Срок выхода на рынок	0,04	80	100	0,8	0,032
18. Наличие сертификации разработки	0,05	100	100	1,0	0,05
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>1595</b>	<b>1800</b>		<b>0,853</b>

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 85,3$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы):

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Полученный результат является перспективным – 85,3%, что говорит о больших возможностях в реализации рассматриваемого проекта (результат от 80 до 100 процентов по технологии QuaD говорит оперспективности проекта, а значит его целесообразности для реализации).

SWOT – анализ.

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.



Таблица 7.4. Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	+	+	0	0	+
	B3	-	-	-	+	+
	B4	+	+	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	B1	+	-	-	+	
	B2	+	+	-	+	
	B3	-	-	-	+	
	B4	+	-	-	+	
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	+	-
	У2	-	-	-	-	-
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	У1	+	-	-	+	
	У2	+	-	-	+	

В таблице 7.5. представлена итоговая матрица SWOT–анализа

Таблица 7.5. Итоговый SWOT анализ

	<p><b>Сильные стороны научно-технологического решения:</b>                  С1. Повышения надежности поставок газа;                  С2. Экономическая эффективность;                  С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода;                  С4. Долгосрочное использование оборудования;                  С5. Устойчивость к механическим повреждениям</p>	<p><b>Слабые стороны технологического решения:</b>                  Сл1. Дорогостоящее оборудование;                  Сл2. Проблемы безопасности сварочных работ;                  Сл3. Металлическая стружка от резки трубопровода;                  Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.</p>
--	---	---

Продолжение Таблицы 7.5.

<p><b>Возможности:</b>          В1. Увеличение поставок газа в азиатские страны;          В2. Увеличение срока службы трубопровода;          В3. Уменьшение экологического ущерба;          В4. Решение проблемы газификации в России</p>	<p>– Чем выше надежность поставок газа, тем больше поставок газа в другие страны и отдаленные районы России;</p> <p>– На время капитального ремонта нет нужды останавливать поток газа, что повышает экономическую эффективность;</p> <p>– Повышение надежности узлов подключения отводов.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала;</p> <p>– Повышение квалификации кадров.</p>
<p><b>Угрозы:</b>          У1. Использование импортных комплектующих;          У2. Развитая конкуренция на рынке.</p>	<p>– Отсутствие спроса на новые технологии;</p> <p>– Качество отечественных комплектующих может быть на порядок ниже.</p>	<p>– В дальнейшем использование импортных комплектующих может потребовать большее финансирование проекта.</p>

## 7.2 Планирование научно–исследовательских работ

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 7.6. - 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 7.6.

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

Определение трудоемкости выполняемых работ.

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

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} \quad (7.2)$$

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:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (7.3)$$

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

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

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

Разработка графика проведения научного исследования.

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (7.4)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (7.5)$$

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 7.7. - Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	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

Продолжение Таблицы 7.7.

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 4.8. строим план график, представленный в таблице 7.8.

Таблица 7.8. - 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							■					



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 7.6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 7.10 - 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

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:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (7.7)$$

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:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (7.8)$$

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:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (k_p + k_{\text{пр}} + k_d) + Z_{\text{тс}} \quad (7.9)$$

где  $Z_{\text{тс}}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

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

$k_d$  - 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 7.11. - 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

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:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} \quad (7.10)$$

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

Таблица 7.12. - Расчет дополнительной заработной платы

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

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:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) \quad (7.11)$$

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

Таблица 7.13. - 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	

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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (7.12)$$

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

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

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

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

Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.

Таблица 7.14. - Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	5875	2450	8871	Пункт 3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	58000	36000	48000	Пункт 3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360			Пункт 3.3

Продолжение Таблицы 7.14.

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104	Пункт 3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139	Пункт 3.5
6. Накладные расходы	31116	27048
7. Бюджет затрат НТИ	225594	200169

#### 7.4 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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (7.13)$$

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

$\Phi_{pi}$  – 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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{218590}{225594} = 0,97$$

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (7.14)$$

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

$a_i$ – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 7.15. - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
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 ( $I_{\text{исп}i}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

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

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

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

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

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

$$\mathcal{E}_{\text{срi}} = \frac{I_{\text{исп.1}}}{I_{\text{исп.2}}} \quad (7.15)$$

Таблица 7.16. - 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**

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ, 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.

## 8 Социальная ответственность

В данной работе рассматривается врезка под давлением в крановый узел магистрального газопровода, проложенный на территории Восточной Сибири. Основным рабочим местом при производстве работ является открытый воздух. Работы производятся в дневное время суток. Рабочая зона находится под охраной и имеет ограждения и знаки, обозначающие опасный производственный объект, его схему и название. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

### 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организация и выполнение данных работ осуществляется при соблюдении требований:

- СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»; - СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-2.3-116-2007 «Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением»;
- СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;
- СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте МГ», часть I. 4.1.1

Общее руководство по обеспечению охраны и безопасности труда возлагается на руководителя организации, выполняющей работы, или лицо, им уполномоченное.

Работники выполняют обязанности по охране и безопасности труда в объеме требований их должностных инструкций по охране труда, утвержденных руководителем.

Выполнение работ в зоне действия опасных производственных факторов, возникновение которых не связано с характером выполняемой работы, производится по наряду-допуску.

К работникам, выполняющим работы в условиях действия опасных производственных факторов, связанных с характером работ, предъявляются дополнительные требования безопасности.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					82	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

К выполнению работ допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр и признанные годными, имеющие профессиональные навыки, прошедшие обучение безопасным методам и приемам работ и получившие соответствующее удостоверение.

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

Перед началом работ проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе свыше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи.

Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми СИЗ.

Далее технические службы эксплуатирующей организации производят:

1. Уточнение местоположения врезки на участке кранового узла газопровода и дополнительное обследование этого участка;
2. Планирование мероприятий по предотвращению возможных нарушений работы газопровода;
3. Выбор вида и способа врезки, установление сроков проведения работ в зависимости от характера участка с учетом загруженности газопровода на рассматриваемый момент и перспективу;
4. Составление перспективного и текущего планов капитального ремонта кранового узла газопровода.

## **8.3 Производственная безопасность**

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работах по врезке тройника в газопровод под давлением представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1. - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по капитальному ремонту участка магистрального газопровода.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	
Врезка в магистральный газопровод	1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъёмные); 3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 4. Пожаро- и взрывоопасность.	1. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ СТО Газпром 14-2005 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ ГОСТ 12.1.004- 91 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.3.009-76

#### 8.4 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

В данном разделе рассмотрим вредные и опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении работ по врезке тройника в газопровод под давлением, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, по снижению или устранению этих факторов.

##### 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Выдаётся наряд допуска на огневые работы – разрешение на выполнение временных работ с высоким уровнем опасности возникновения пожара, требующих тщательной подготовки рабочего места; к которым допускаются только квалифицированные специалисты, имеющие техническое профильное образование, в т.ч. прошедшие обучение ПТМ, имеющие специальную подготовку, подтверждающие документы (удостоверения, аттестаты, дипломы, справки).

Пожарно-технический минимум (ПТМ) — обязательный минимум знаний пожарной безопасности у работников организации на любом предприятии.

Перед началом огневых работ следует измерить концентрацию паров нефти/нефтепродуктов для определения возможности ведения огневых работ. Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе 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.

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком, маской, противогазом.

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

## 2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением.

Высокое давление трубопровода представляет серьезную опасность для рабочего персонала при проведении огневых работ. Оно может вызвать разрыв трубы, повреждение технологического оборудования, в связи с этим нанести травмы персоналу. Поэтому для снижения опасности этого фактора рабочее давление в трубопроводе снижается до 2,5 МПа согласно РД 153-39.4-067 – 04.

При проведении газоопасных работ, постоянно связанных с повышенной опасностью взрывов и пожаров, оформляют наряд-допуск. Список таких операций должен быть составлен на каждом предприятии. Его разрабатывает производственно-техническая служба, служба производственного контроля или главного инженера, а утверждает – технический руководитель.

Все эти виды деятельности нужно выполнять в дневное время суток, бригадой не менее двух рабочих. В журнале регистрации распоряжений фиксируют начало и окончание выполнения задания. Это не относится к районам Крайнего Севера, в которых световой день может быть коротким. В этом случае рабочее место или зона должны быть освещены стационарными установками.

Требования к обслуживающему трубопровод персоналу заключаются в постоянном контроле наружных поверхностей трубопроводов и арматур, систематической проверке исправности предохранительных клапанов, регулярной проверке целостности установленных на фланцевых соединениях прокладок, постоянной проверке исправности манометров.

## 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

Образование в воздухе соединений, имеющих органическую и неорганическую природу, относится к химическим факторам производства. В эту категорию входят различные газы, пары, продукты горения, пыль и т. д.

В воздушную среду производственных помещений данные примеси поступают в результате протекания технологических процессов.

Образуемые в результате деятельности вещества по степени воздействия на организм человека и окружающую среду подразделяются на нейтральные и вредные химические соединения. Вредными считаются соединения, способные при контакте с организмом работника вызывать нарушения здоровья или способствовать формированию профессиональных заболеваний. Химические факторы загрязнения воздуха способны воздействовать на организм через дыхательную систему, желудочно-кишечный тракт или кожные покровы, ткани и слизистые оболочки. Вредные вещества, проникшие в организм человека, могут вызывать острые или хронические отравления. Степень поражения зависит от токсичности соединения, его объемов, длительности воздействия, способа проникновения в организм.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или

рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК):

для метана (4-ый класс опасности) – 300 мг/м<sup>3</sup>.

для одорантов, в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>SH) (2-ой класс опасности) – 1 мг/м<sup>3</sup>.

для сероводорода в присутствии углеродов (C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>) (2-ой класс опасности) – 3 мг/м<sup>3</sup>.

для сернистого газа (SO<sub>2</sub>) (3-ий класс опасности) – 10 мг/м<sup>3</sup>

для метанола (CH<sub>3</sub>OH) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

При загазованности траншеи или котлована в результате утечки газа необходимо прекратить работу и вывести людей, запретив курить, зажигать спички или пользоваться открытым огнем.

#### 4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта, по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/ч на прямых участках и 5 км/ч на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

#### 5. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны.

Для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды, устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года (до  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$  зимой). Организм человека реагирует на понижение температуры выбросом

стрессовых гормонов (адреналина и норадреналина). Эти гормоны способствуют сужению сосудов кожи и слизистой оболочки. Такие изменения плохо сказываются на организме человека, особенно страдают люди с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  и ниже и скорости ветра  $6\text{ м/с}$  и более.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от  $-40$  до  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ . При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$  работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, а также грузчикам, занятым на погрузочно-разгрузочных работах, и другим работникам, ежедневно должен быть обеспечен обогрев в помещении с температурой  $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В зимнее время работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

#### 6. Повышенный уровень шума.

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием—кранами-трубоукладчиками, экскаватором, бульдозером, шлифовальной машинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

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 ГОСТ 12.4.051-87 .

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями ГОСТ 12.1.003.. Уровень звукового давления не должен превышать  $80\text{ дБА}$  .

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах установлены с учетом тяжести и напряженности трудовой деятельности СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Для определения ПДУ шума, соответствующего конкретному рабочему месту, необходимо провести количественную оценку тяжести и напряженности труда, выполняемого работником. Условия труда по вибрационному и шумовому фактору не превышает допустимых.

### **8.5 Экологическая безопасность.**

Организация работы по охране окружающей среды.

Производство всех видов строительно-монтажных работ следует осуществлять с учетом требований по охране окружающей среды, установленных федеральными и региональными законами, строительными нормами и правилами.

Защита атмосферы.

При выполнении строительно-монтажных работ воздействие на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными. Все источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства – передвижные.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются: автотранспорт и строительная техника; сварочный агрегат; битумоварочные котлы; земляные работы; аппарат газовой резки; изоляционные работы; окрасочные работы.

Проектом предлагаются следующие природоохранные мероприятия, направленные на защиту атмосферного воздуха в зоне производства работ:

- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание (силами Подрядчика) для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта в расчетных пределах;
- допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии;
- наблюдение за состоянием технических средств, способных вызвать загорание естественной растительности.

Защита литосферы.

Работы по врезке под давлением оказывают влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

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

На протяжении всего периода строительства должен осуществляться контроль соблюдения границ землеотвода.

Приказом по предприятию назначается лицо, ответственное за сбор, временное хранение и организацию своевременного вывоза отходов образующихся в результате проведения работ. На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам.

Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.

Защита гидросферы.

В гидросфере нефтепродукты оказывают влияние на природные воды. Несмотря на низкую растворимость в воде достаточно небольшого количества нефтепродуктов, чтобы ухудшилось качество и свойство воды. При попадании нефтепродуктов в гидросферу используют средства для локализации разлива на водной поверхности (оградительные боновые заграждения), а также при необходимости сбора большого объема ГСМ возможно применение нефтесборного оборудования для и устранения последствий разлива топлива.

## **8.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Одной из наиболее частых аварий при работе на газопроводе являются взрывы. При взрыве выделяют зоны полных, сильных, средних и слабых разрушений, которые соответствуют величине избыточного давления ударной волны 50, 30, 20 и 10 кПа соответственно.

В ходе ремонтных работ трубопроводов возникает вероятность превышения допустимой концентрации паров газа в воздухе рабочей зоны, что характеризуется взрывопожароопасностью, которая представляет собой серьезную угрозу для жизни и здоровья работников и сотрудников на рассматриваемых нами площадках проведения работ. Опасными факторами пожара является повышенная температура оборудования и окружающей среды, наличие токсичных продуктов горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода в воздухе рабочей зоны. Эти факторы могут приводить к отравлениям, ухудшению работы органов дыхания, к травмированию рабочего персонала.

Поэтому на всем протяжении работ по врезке тройника в газопровод под давлением для контроля состояния газовой среды в рабочей зоне, а также для обеспечения связи с руководителем огневых работ и техническим персоналом, назначается ответственное лицо в роли дежурного наблюдателя.

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

В его обязанности входит немедленная подача сигнала о срочной остановке работ в случае предаварийной ситуации или иной опасности (выход из строя технологического оборудования, приборов, систем вентиляционных шахт, аварийных сигнализаций, СИЗ, повышения или снижения рабочего давления или температуры, утечки газа и т.д.).

**Вывод по разделу социальной ответственности.**

Технологии врезки в газопровод под давлением является опасным видом работ и требует от работников и инженеров осуществлять своевременный контроль за соблюдением техники безопасности при проведении работ. В процессе трудовой деятельности работников необходимо заботиться об их здоровье, поскольку современный труд, как правило, сопряжен с воздействием на работающего многих вредных производственных факторов. Именно поэтому знание и соблюдение всех правил промышленной безопасности является одной из главных задач на современном производстве.

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

## Заключение

Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода является важным этапом в обеспечении безопасности и надежности работы газопроводов. При проведении работ необходимо учитывать множество факторов, таких как техническое состояние кранового узла, особенности грунта, в котором он расположен, а также условия окружающей среды.

Перед началом работ необходимо провести комплексную экспертизу кранового узла и определить объем необходимых ремонтных работ. В процессе ремонта необходимо использовать высококачественные материалы и оборудование, чтобы обеспечить долговечность и надежность работы кранового узла.

В данной работе была изучена полная замена кранового узла магистрального газопровода на участке "Чаянда - Ленск" с применением технологии врезки под давлением.

В первом разделе представлена информация о характеристиках газопровода, трассы, инженерно-геологических и гидрологических условиях, а также климатических особенностях.

В разделе №2 рассмотрены назначение и характеристики кранового узла, а также основные дефекты, которые могут возникнуть.

Раздел №3 содержит обзор и выбор метода проведения капитального ремонта кранового узла.

Расчетная часть включает расчет толщины стенки трубы, проверку трубопровода на прочность и пластические деформации. В технологической части описана организация работ по замене кранового узла с использованием метода врезки под давлением.

Производственная и экологическая безопасность предусматривает меры по охране труда и технике безопасности, сохранности газопровода, пожаро-взрывоопасности, а также охране окружающего мира.

В организационно-экономической части приведены расчеты экономической эффективности проведения замены кранового узла на данном участке МГ.

Работа включает рассмотрение методов производства капитального ремонта кранового узла и выбор современного оборудования и техники для проведения работ.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					12	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

Данная работа разработана в соответствии с нормами и правилами Российской Федерации и предусматривает экологическую, санитарно-гигиеническую, взрывную, пожарную и взрывопожарную безопасность при эксплуатации.

					<b>Заключение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		92

### Список используемой литературы

1. СТО 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
2. Р Газпром 2-2.3-961-2015 «Технологии сварки при ремонте магистральных газопроводов, находящихся под давлением, методами врезки под давлением, сварными муфтами, сваркой-наплавкой».
3. Шафиков Р.Р. Экономическая эффективность применения методов ремонта газопроводов без остановки перекачки газа потребителю // Террито-рия Нефтегаз. – 2019.
4. СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы»
5. ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов».
6. ТУ 14-156-104-2014 «Трубы стальные электросварные прямошовные для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) включительно, эксплуатация которых предусматривается в пределах зон активных тектонических разломов (АТР), в районах повышенной сейсмической активности и вечной мерзлоты.»
7. [REDACTED]
8. [REDACTED]
9. ТУ 1381-012-05757848-2005 «Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 508-1420 мм для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа.
10. ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]: магистральный газопровод «Сила Сибири». – Официальный сайт ПАО «Газпром» 2023. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> - Загл. с экрана
11. Р Газпром 2-2.3-595-2011 «Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО «Газпром»»
12. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
13. ГОСТ Р 12.4.234-2012 одежда специальная для защиты от термических рисков электрической дуги.

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Сарнов К.С.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				93	99
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		
					<i>Список используемой литературы</i>		

14. СНиП III-4-80 Техника безопасности в строительстве. Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.

15. РД 153- 39.4-067-04 Методы ремонта дефектных участков действующих магистральных нефтепроводов.

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

17. ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжижение топливные для коммунально-бытового потребления.

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

19. ГОСТ 12.4.051-87 Средства индивидуальной защиты органа слуха.

20. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

21. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».

22. СНиП 12-03-2001 Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования.

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

24. ПБ 08624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

25. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

26. Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" N 426-ФЗ.

27. СП 51.13330.2011 Защита от шума.

28. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов ВНИИГАЗ, 1984г.

29. РД 558-97 «Технология сварки труб при производстве ремонтно – восстановительных работах на газопроводах».

30. «Спутник газовика» часть III.

31. СТО Газпром 14 – 2005, «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на объектах ОАО «Газпром».

32. СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

33. СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».

34. СН 452 «Нормы отвода земель».

35. СП 104-34-96 «Земляные работы».

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет байпаса на прочность.

Расчет толщины стенки отвода  $D_H=1020$  мм.

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб определяем по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}$$

Где  $R_1^H = 590$  МПа - нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла труб для стали с классом прочности К60;

$m = 0,99$  - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1 = 1,55$  – коэффициент надежности по материалу металла труб;

$k_H = 1,265$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

$$R_1 = \frac{590 \cdot 0,99}{1,55 \cdot 1,265} = 297,9 \text{ МПа}$$

Расчетная толщина стенки трубопровода определяем по формуле:

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

Где  $n = 1,1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p = 9,8$  МПа - рабочее (нормативное) давление;

$D_H = 1020$  мм – наружный диаметр газопровода;

$R_1 = 297,9$  МПа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1020}{2 \cdot (1,1 \cdot 9,8 + 297,9)} = 17,8 \text{ мм}$$

Продольное осевое сжимающее напряжение определяем по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_H}$$

Где  $\mu = 0,3$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  град<sup>-1</sup> - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\Delta t = 40^0\text{C}$  - температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

					<i>Организация производства работ по ремонту кранового узла магистрального газопровода</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Сарнов К.С.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Гончаров Н.В.</i>					95	99
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		
					<i>Приложение А</i>		

$D_{вн} = 984,4$  мм – внутренний диаметр газопровода;

$n = 1,1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p = 9,8$  МПа - рабочее (нормативное) давление;

$\delta_H = 17,8$  мм - номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{пр.N} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 984,4}{2 \cdot 17,8} = -11,374$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.N}|}{R_1}$$

Где  $\sigma_{пр.N} = -11,374$  МПа - продольное осевое сжимающее напряжение;

$R_1 = 297,9$  МПа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{11,374}{297,9} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{11,374}{297,9} = 0,98$$

Толщина стенки с учётом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)}$$

Где  $n = 1,1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p = 9,8$  МПа - рабочее (нормативное) давление;

$D_H = 1020$  мм – наружный диаметр газопровода;

$\psi_1 = 0,98$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб;

$R_1 = 297,9$  МПа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

$$\delta = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1020}{2 \cdot (0,98 \cdot 297,9 + 1,1 \cdot 9,8)} = 18,16 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки равной 19 мм.

Проверка прочности и деформации отвода  $D_H=1020$  мм.

Проверяем газопровод на прочность по условию:

$$|\sigma_{пр.N}| \leq \psi_2 R_1$$

Где  $\sigma_{пр.N} = -11,374$  - продольные осевые напряжения;

$\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб;

$R_1 = 297,9$  МПа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta$$

					Приложение А	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Где  $D_H = 1020$  мм – наружный диаметр газопровода.

$$D_{BH} = 1020 - 2 \cdot 19 = 982 \text{ мм}$$

Кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{np_{доп}D_{BH}}{2\delta_H}$$

Где  $n = 1,1$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p_{доп} = 8,9$  Мпа - максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода при проведении работ по врезке под давлением;

$D_{BH} = 982$  мм - внутренний диаметр газопровода;

$\delta_H = 19$  мм - номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц} = \frac{1,1 \cdot 8,9 \cdot 982}{2 \cdot 19} = 253 \text{ Мпа}$$

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{кц}|}{R_1}$$

Где  $\sigma_{кц} = 257,6$  Мпа - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления;

$R_1 = 297,9$  Мпа - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб.

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|253|}{297,9} \right)^2} - 0,5 \frac{|253|}{297,9} = 0,25$$

$$|-11,374| \leq 0,25 \cdot 297,9$$

$$11,374 \leq 74,5$$

Условие прочности газопровода выполняется.

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов произведём проверку согласно условиям:

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$$

$$\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9k_H} R_2^H$$

Где  $\sigma_{пр}^H$  - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, Мпа;

$\sigma_{кц}^H$  - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, Мпа;

$\psi_3$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла;

$m = 0,99$  - коэффициент условий работы трубопровода;

						Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k_H = 1,265$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^H = 400$  МПа - предел текучести стали К60.

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p_{доп} D_{вн}}{2\delta_H}$$

Где  $p_{доп} = 8,9$  МПа - максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода при проведении работ по врезке под давлением;

$D_{вн} = 982$  мм - внутренний диаметр газопровода;

$\delta_H = 19$  мм - номинальная толщина стенки трубы.

$$\sigma_{кц}^H = \frac{8,9 \cdot 982}{2 \cdot 19} = 230 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H}$$

Где  $\sigma_{кц}^H = 234,1$  МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, Мпа;

$m = 0,99$  - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_H = 1,265$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^H = 400$  МПа - предел текучести стали К60.

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{230}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400} \right)^2} - 0,5 \frac{230}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400} = 0,489$$

$$230 \leq \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400$$

$$230 \leq 347,8$$

Условие недопустимости пластических деформаций выполняется.

Находим максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий по формуле:

— Для положительного температурного перепада  $\Delta t = 40^0\text{C}$ :

$$\sigma_{пр}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t + \frac{E D_H}{2R}$$

Где  $\mu = 0,3$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$\sigma_{кц}^H = 230$  МПа - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, Мпа;

$\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$  град<sup>-1</sup> - коэффициент линейного расширения металла трубы;

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

$E = 2,06 \cdot 10^5$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\Delta t = 40^\circ\text{C}$  - температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании;

$D_H = 1020$  мм – наружный диаметр газопровода;

$R = 1020$  м - минимальный радиус упругого изгиба.

$$\sigma_{\text{пр}}^H = 0,3 \cdot 230 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1020} = -132,9 \text{ МПа}$$

— Для отрицательного температурного перепада  $\Delta t = 40^\circ\text{C}$ :

$$\sigma_{\text{пр}}^H = \mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha E \Delta t + \frac{E D_H}{2R}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^H = 0,3 \cdot 230 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1020} = 73,1 \text{ МПа}$$

Для положительного температурного перепада:

$$|-132,9| \leq 0,489 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400$$

$$132,9 \leq 170,1$$

Условие недопустимости пластических деформаций при положительном перепаде температуры выполняется.

Для отрицательного температурного перепада:

$$|73,1| \leq 0,489 \cdot \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400$$

$$73,1 \leq 170,1$$

Условие недопустимости пластических деформаций при отрицательном перепаде температуры выполняется.

					<i>Приложение А</i>	<i>Лист</i>
						99
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		