

**«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**

<b>Тема работы</b>
<b>«Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод»</b>

УДК 622.692.4.054

**Студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Тударов Алексей Андреевич		

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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



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**

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП ОНД ИШПР

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

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

**В форме:**

бакалаврской работы

**Студенту:**

Группа	ФИО
2Б92	Тударову Алексею Андреевичу

**Тема работы:**

<b>«Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод»</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>	Объект – участок «Чаянда-Ленск» магистрального газопровода «Сила Сибири»; Диаметр – 1420 мм; Протяженность – 160 км; Рабочее давление – 9,8 МПа; Способ прокладки – подземный; Транспортируемая среда – газ; Класс прочности стали – К60.
---------------------------------	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Описание технологических характеристик участка магистрального газопровода;</li> <li>2. Проведение литературного обзора по тематике работы;</li> <li>3. Проведение необходимых расчётов для трубопровода;</li> <li>4. Организация процесса производства работ по врезки отвода на участке магистрального газопровода, контроль качества с учетом последних требований.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна Доцент (ОСГН, ШБИП), к.т.н.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович Старший преподаватель</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>09.02.2023 г.</p>
--	----------------------

**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	Тударов А.А.		09.02.2023 г.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б92	Тударов Алексей Андреевич

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

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

1. <i>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.
2. <i>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.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общая система налогообложения в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 30%.

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

1. <i>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.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научного исследования</i>	Определение структуры работы. Расчёт трудоёмкости выполнения работ. Подсчёт бюджетного исследования.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности научного исследования</i>	Расчёт показателей финансовой эффективности, ресурсоэффективности и эффективности исполнения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

01.02.2023

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Тударов Алексей Андреевич		01.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б92	Тударов Алексей Андреевич

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

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

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования работы по врезке отвода в магистральный газопровод на участке «Чаянда-Ленск» под руководством ООО «Газпром трансгаз Томск»; Область применения: транспортировка газа Рабочей зоной при производстве работ являются полевые условия.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <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>– 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> <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> <p>2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению их воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные);</li> <li>– Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Поражение электрическим током;</li> <li>– Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>– Пожаро- и взрывоопасность.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы вредными веществами и разрушение плодородного слоя почвы.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение вод вредными веществами.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс газов и вредных паров.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС: лесные пожары, взрыв попутного газа в полости газопровода, утечки газа в результате прорыва газопровода, разгерметизация при врезке отвода на газопроводе.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечки газа и неполная откачка попутного газа.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела в соответствии с календарным учебным графиком</b>	01.02.2023
--	------------

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

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

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Тударов Алексей Андреевич		01.02.2023



**«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:	31.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.02.2023	<i>Введение</i>	5
28.02.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
05.03.2023	<i>Литературный обзор методов врезки отвода под давлением</i>	10
20.03.2023	<i>Расчет на прочность газопровода</i>	20
15.04.2023	<i>Организация производства работ по врезке отвода под давлением</i>	20
30.04.2023	<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	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		09.02.2023

**Обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б92	Тударов Алексей Андреевич		09.02.2023

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 102 с., 25 рис., 38 табл., 41 источник, 2 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, газопровод-отвод, металлическая стружка, врезка под давлением, тройник разрезной отводной.

Объектом исследования является участок «Чаянда-Ленск» магистрального газопровода «Сила Сибири».

Цель работы - разработать мероприятия по врезке газопровода-отвода в магистральный газопровод "Сила Сибири" на участке "Чаянда- Ленск".

В ходе работы проводились: расчеты толщины стенки трубы и недопустимых напряжений и деформаций, прочностной расчет в САПР и расчет экономической эффективности использования технологии врезки под давлением.

В результате работы разработаны мероприятия по врезке газопровода-отвода в магистральный газопровод под давлением, произведены прочностные расчеты магистрального газопровода и газопровода-отвода.

Основные конструктивные решения: применение технологии врезки газопровода-отвода в магистральный газопровод под давлением.

Область применения: объекты трубопроводного транспорта газа.

Значимость работы: потенциальная эффективность рассмотренного технического решения связана с использованием технологии врезки газопровода-отвода под давлением без остановки транспорта газа по магистральному газопроводу.

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

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тударов А.А.</i>			<i>Реферат</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					10	102
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

## Abstract

The graduation qualification work contains 107 pages, 25 figures, 38 tables, 30 sources and 3 appendices.

Key words: gas mains, branch pipeline, metal chips, pressure tie-in, split tee branch.

The subject of the study is the «Chayanda-Lensk» section of the «Power of Siberia» gas main pipeline.

The aim of the work: develop measures for the tie-in of a gas branch line to the Power of Siberia main gas pipeline at the Chayanda-Lensk section.

In the course of work, the following was carried out: calculations of pipe wall thickness and inadmissible stresses and deformations, strength calculation in CAD and calculation of economic efficiency of using tie-in technology under pressure.

As a result of the work measures on branch pipeline tie-in to the trunk gas pipeline under pressure have been developed, strength calculations of the trunk gas pipeline and branch pipeline have been made.

Main design solutions: application of tie-in technology of gas-pipe branching into the main gas pipeline under pressure.

Scope of application: objects of pipeline gas transport.

Relevance of the work: potential effectiveness of the considered technical solution is related to the use of tie-in technology of branch pipeline under pressure without stopping the gas transport along the gas main pipeline.

In the future, it is planned to further refine the stress-strain model of the tie-in node, which will make it possible to solve practical problems when connecting branch pipelines to main gas pipelines.

					<i>Резюме</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

## Содержание

Введение.....	14
Определения, обозначения и сокращения .....	16
1 Общая характеристика участка МГ «Чаянда-Ленск».....	18
1.1 Природно-климатические условия района.....	18
1.2 Технологическая схема газопровода.....	19
1.3 Крановые узлы.....	20
1.4 Линейная часть .....	21
1.5 Генеральный план .....	22
2 Литературный обзор методов врезки под давлением .....	24
2.1 Методы врезки в магистральный газопровод под давлением .....	24
2.2 Специальное оборудование и комплектующие для выполнения работ по врезке газопровода-отвода .....	28
2.3 Преимущества и недостатки использования технологии врезка в МГ под давлением.....	32
3 Расчетная часть.....	35
3.1 Расчет толщины стенки газопровода .....	35
3.2 Проверка прочности и деформации газопровода .....	37
3.3 Расчет толщины стенки отвода.....	40
3.4 Проверка прочности и деформации отвода.....	41
3.5 Обоснование использования технологии врезки под давлением .....	44
4 Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки .....	47
4.1 Разработка сборочной модели .....	47
4.2 Результаты расчета модели .....	49
5 Организация производства работ по врезке отвода под давлением .....	52

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Тударов А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				12	105
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Содержание</i>		
					<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
					<i>Группа 2Б92</i>		

5.1	Организационно-подготовительные работы .....	52
5.2	Сварочно-монтажные работы на газопроводе под давлением.....	57
5.3	Контроль качества сварных соединений узла врезки .....	59
5.4	Врезка отвода в газопровод под давлением .....	60
5.5	Испытание узлов врезки .....	62
5.6	Монтажные работы на газопроводе под давлением.....	64
5.7	Заключительные работы.....	65
5.8	Мероприятия по повышению качества работ врезки под давлением .....	65
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... ..	68
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	68
6.2	Планирование научно–исследовательских работ .....	74
6.3	Бюджет научно–технической разработки .....	78
6.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	83
6.5	Заключение по разделу .....	85
7	Социальная ответственность .....	86
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	86
7.2	Производственная безопасность.....	87
7.3	Экологическая безопасность.....	93
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
7.5	Заключение по разделу .....	95
	Заключение .....	96
	Список используемых источников.....	97
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	101
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	102

## Введение

Согласно данным Федеральной службы государственной статистики России, потребление газа в Восточной Сибири (включая Иркутскую область и Якутию) в 2022 году составило около 4,7 миллиарда кубометров. В 2021 году потребление газа в этом регионе составило примерно 4,5 миллиарда кубометров. В целом, потребление газа в Восточной Сибири в последние годы имеет тенденцию к увеличению [1].

В Восточной Сибири находятся крупные месторождения природного газа, такие как Чаяндинское, Ковыктинское и другие. Кроме того, в регионе имеется множество объектов, которые нуждаются в газификации, таких как жилые дома, производственные предприятия и другие объекты. Согласно распределения уровня газификации по субъектам РФ наблюдается отставание развития сетей газопроводов Восточной Сибири относительно Центральной России.

Проекты по врезке отвода-газопровода в магистральный газопровод "Сила Сибири" в Восточной Сибири имеет большую актуальность. Природный газ является важным источником энергии для многих стран, и Россия занимает одно из ведущих мест в мире по его добыче и экспорту. Согласно статистике, Россия является крупнейшим экспортером природного газа, поставляя его в более чем 30 стран мира.

Согласно данным Минэнерго России, в 2022 году экспорт газа в страны Азии составил 100,9 миллиарда кубометров, что на 5,5% больше, чем в 2021 году. Прогнозируется, что к 2040 году спрос на газ в Азии увеличится более чем на 50%, что предоставляет большие возможности для увеличения экспорта России [2].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод			
Разраб.		Тударов А.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					14	102
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б92		

Следует отметить, что врезка отвода газопровода под давлением в магистральный газопровод "Сила Сибири" позволит не только увеличить объемы экспорта газа в Азию, но и улучшить качество поставок, обеспечив более надежный и стабильный поток газа.

В связи с этим, строительство газопроводов-отводов из магистрального газопровода "Сила Сибири" может помочь удовлетворить растущий спрос на газ не только в регионе, обеспечив газификацию новых объектов и увеличивая доступность газа для населения и предприятий, но и в азиатских странах.

Актуальность: врезка отвода-газопровода в магистральный газопровод в Восточной Сибири может стать важным шагом в развитии газопроводной инфраструктуры в этом регионе. 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.

Цель: Разработать мероприятия по врезке газопровода-отвода в магистральный газопровод "Сила Сибири" на участке "Чаянда- Ленск".

Для поставленной цели определены задачи:

1. Анализ нормативно-технической документации и литературных источников по рассматриваемой тематике.
2. Произвести расчеты на прочность участка магистрального газопровода и газопровода-отвода.
3. Разработать мероприятия по организации производства работ по врезке отвода под давлением.
4. Оценить напряженно-деформированное состояние узла врезки газопровода-отвода.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

## Определения, обозначения и 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.

**газопровод-отвод:** Газопровод, предназначенный для подачи газа от распределительных или магистральных газопроводов до газораспределительных станций городов, населенных пунктов или отдельных потребителей.

**идентификация трубы:** Процедура установления соответствия трубы имеющемуся на нее документу о качестве.

**освидетельствование трубы:** Процедура установления соответствия трубы требованиям нормативных документов при отсутствии на нее документа о качестве.

**тройник разрезной:** Тройник, состоящий из двух полуобечеек, которые соединяются между собой сваркой при монтаже на газопроводе под давлением.

**перепускной патрубок:** Патрубок для подсоединения трубной обвязки запорного устройства или машины для врезки.

					Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тударов А.А.			Определения, обозначения и сокращения	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					16	105
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела		
						Группа 2Б92		



## Сокращения и обозначения

МГ – магистральный газопровод

ТПА – трубопроводная арматура

НК – неразрушающий контроль

ЛПУ – линейное производственное управление

ЭХЗ – электрохимическая защита

ПУВ – проектная документация на узел врезки

ВИК – визуально-измерительный контроль

МК – магнитопорошковый контроль

УЗК – ультразвуковой контроль

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

## 1 Общая характеристика участка МГ «Чаянда-Ленск»

В данном разделе представлено описание участка МГ «Сила Сибири», изображенного на рисунке 1.1, который проходит от Чаяндинского НГКМ до «Ленска» и имеет протяженность 160 километров. Трасса размещена на территории Ленского улуса, который находится в Республике Саха (Якутия) [3].



Рисунок 1.1 – Магистральный газопровод «Сила Сибири»

### 1.1 Природно-климатические условия района

Чаяндинское НГКМ расположено на юго-западе Республики Саха (Якутия), в 90 км на север от поселка Витим, в 130 км на запад-юго-запад от г. Ленска.

Согласно физико-географическому районированию трасса магистрального газопровода берет начало в Приленской таежной провинции Восточно-сибирской физикогеографической страны.

Приленская провинция охватывает верховья Лены и южную часть Ленно- Вилюйского междуречья. В её состав входят плоские платообразные возвышенности левобережья Лены и полоса Предбайкальского тектонического прогиба, по которой протекают река.

					<p>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</p>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тударов А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.				18	102
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.			<p>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</p>		

Общая характеристика участка МГ «Чаянда-Ленск»

Из растительности наиболее широко представлены светлохвойные сосново-лиственничные леса на дерново- и перегнойно-карбонатных почвах с щебнистыми и каменистыми почвообразующими породами, и палевых мерзлотных нейтральных почвах с песчаными и супесчаными почвообразующими породами.

Абсолютные отметки плато на территории месторождения следующие: на водоразделах от 380 до 550 метров, в долинах временных водотоках, ручьев и малых рек от 300 до 380 метров и урезы реки Нью от 265 до 300 метров.

Рассматриваемая территория характеризуется выраженной континентальностью климата, что проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах воздуха.

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

На участке МГ «Чаянда-Ленск», с помощью исследований сейсмического микрорайонирования, определены приращения сейсмической интенсивности, которые варьируются от -0,53 до 0,24 по шкале MSK-64. Следовательно, предварительная оценка максимальной сейсмической активности на участке МГ «Чаянда-Ленск» составляет 6.24 балла [3].

## 1.2 Технологическая схема газопровода

По трассе газопровода предусмотрена линейная запорная арматура с шагом не более [REDACTED].

Для проведения мероприятий по очистке и диагностированию газопровода предусмотрены узлы запуска и приема внутритрубных устройств и дефектоскопов.

От [REDACTED] на расстоянии не менее [REDACTED] предусмотрен охраняемый кран, который предназначен для аварийного отключения площадки [REDACTED] от газопровода в нештатных ситуациях.

					Общая характеристика участка МГ «Чаянда-Ленск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

По трассе газопровода на переходе через реку Нюя предусмотрена резервная нитка, протяженность [REDACTED]. Основная и резервная нитки соединены перемычками.

Для отбора газа потребителям по трассе МГ предусмотрены врезки с кранами соответствующего диаметра для возможности подключения газопроводов-отводов.

Характеристика потребителей приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – характеристика потребителей

Наименование потребителя	Объем подачи, млн. м <sup>3</sup> /Г	Д <sub>у</sub> отвода, мм	км подключения к МГ
[REDACTED]			

### 1.3 Крановые узлы

В качестве запорной арматуры по трассе газопровода предусмотрены шаровые равнопроходные краны Д<sub>у</sub>1400 класса герметичности "А", с патрубками под приварку, подземной установки, с заводской изоляцией с колонной увеличенной высоты с пневмогидравлическими приводами.

Для опорожнения участков газопровода при ремонтах и нештатных ситуациях крановые узлы имеют двустороннюю продувку на свечу Д<sub>у</sub>300. Диаметр свечи принят исходя из обеспечения стравливания газа в течение 1,5-2 часов из участка газопровода между отсекающими кранами.

Для плавного заполнения участков газопровода газом при пуске в крановых узлах предусмотрены дополнительный байпас Д<sub>у</sub>100 с краном Д<sub>у</sub>100 и краном-регулятором. Заполнение газом осуществляется из прилегающего участка газопровода, с последовательным открытием сначала дополнительного байпаса, а затем основного байпаса Д<sub>у</sub>300. При этом должен обеспечиваться плавный подъем давления газа в газопроводе не более 0,3 МПа в час.

Принятые в качестве запорной арматуры на газопроводе шаровые краны укомплектованы индивидуальной резервной емкостью импульсного газа, обеспечивающей двухразовую перестановку кранов.

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.

#### **1.4 Линейная часть**

Проектирование газопровода  $D_y 1400$  предусматривается в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012 "Магистральные трубопроводы" на рабочее давление 9,8 МПа.

Защита трубопроводов от почвенной коррозии выполняется наружным антикоррозионным и внутренним покрытием.

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

Для противокоррозионной защиты подземных соединительных деталей малых диаметров применяется наружное битумно-уретановое покрытие.

Для создания независимой системы ЭХЗ, линейный участок газопровода отключается от площадки управления компрессорной станции и отвода к поселку [REDACTED] с использованием электроизолирующих вставок категории «А». Эти вставки устанавливаются на подходе к площадке УКПГ и в начале отвода к поселку [REDACTED], обеспечивая электрическую изоляцию газопровода.

В качестве ТПА на линейной части газопровода приняты шаровые краны  $D_y 1400 - D_y 150$  с пневмогидроприводами.

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

Запорная арматура  $D_y 300$  и более, камеры запуска, приема, загрузочные устройства и устройства извлечения, трубопроводы  $D_y 150$  и более, в пределах

					Общая характеристика участка МГ «Чаянда-Ленск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

площадки, устанавливаются на основания. Обязочные трубопроводы меньших диаметров, уложены подземно на сплошное основание из швеллеров.

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

Прокладка газопровода осуществляется подземным способом параллельно рельефу местности. Труба заглубляется не менее [REDACTED] от верхней части для достаточного покрытия.

Для поворотов трубопровода используются упругие изгибы, отводы холодного гнущя и штампосварные отводы.

Для обеспечения устойчивости трубопровода против всплытия используется балластировка. В различных участках применяются кольцевые утяжелители из чугуна или железобетона, навесные железобетонные утяжелители и контейнерные утяжелители.

При пересечении полевых дорог МГ обеспечивается расстояние не менее [REDACTED] от верха трубопровода до поверхности земли. В этих местах устанавливаются специальные дорожные железобетонные плиты. Пересечения с полевыми дорогами осуществляются с применением открытого метода строительства.

### 1.5 Генеральный план

В состав проектируемых площадок транспортного комплекса газа на участке «Чаянда – Ленск» вошли:

- [REDACTED],
- [REDACTED]
- [REDACTED]?
- [REDACTED]
- [REDACTED]?
- [REDACTED],
- [REDACTED],
- [REDACTED].

					Общая характеристика участка МГ «Чаянда- Ленск»	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Предусмотрено временное строительство объездных автодорог для периода строительства мостов. Перечень автомобильных мостов представлен в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – перечень автодорожных мостов

Наименование водотока	Схема моста, м	Общая длина моста, м

В состав объектов ЛПУ МГ для обеспечения внеплощадочных транспортных связей непосредственно в районе размещения площадок ЛПУ в г. Ленск предусматриваются следующие автомобильные дороги:

- автодорога №1 – [REDACTED],
- автодорога №2 – [REDACTED],
- автодорога №3 – [REDACTED],
- автодорога №4 – [REDACTED].

## 2 Литературный обзор методов врезки под давлением

В этом разделе мы сфокусируемся на передовой технологии в газовой отрасли, известной как "врезка под давлением в магистральный газопровод". Эта технология позволяет проводить ремонтные и модернизационные работы на газопроводах без остановки подачи газа, что имеет огромное значение для поддержания стабильности поставок и минимизации потерь при проведении технических работ.

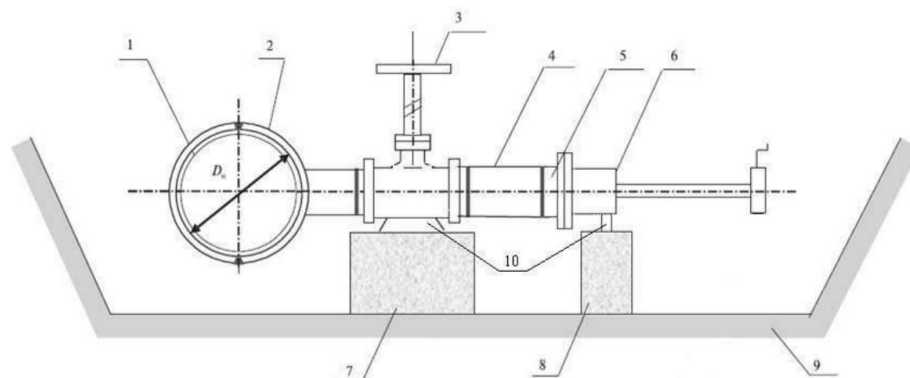
Врезка под давлением позволяет осуществить подключение нового участка к существующей трубопроводной системе или установить оборудование для контроля и измерения, не прерывая работы магистрали. Это становится возможным благодаря специальным технологиям, обеспечивающим надежную изоляцию участка трубы, на котором проводятся работы, от остальной части системы.

### 2.1 Методы врезки в магистральный газопровод под давлением

Существует два основных метода врезки в МГ под давлением:

- врезка через шаровой кран,
- врезка через фланцевый тройник с ответвлением.

Работы по врезке под давлением в обоих методах могут проводиться как в вертикальном (рисунок 2.2, 2.3), так и в горизонтальном (рисунок 2.1) исполнении [4].

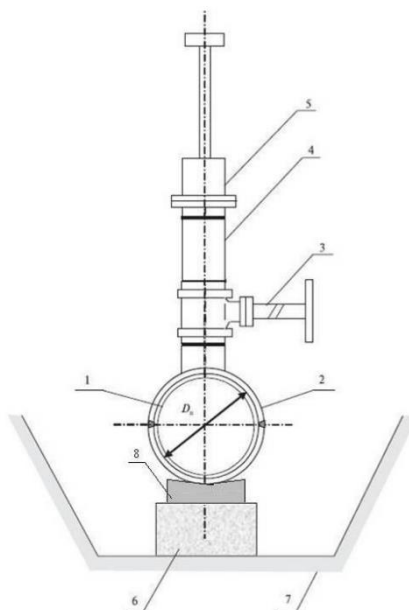


					Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Тударов А.А.				Лит.	Лист
Руковод.		Гончаров Н.В.					Листов
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.					24
							102
					Литературный обзор методов врезки под давлением		
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		



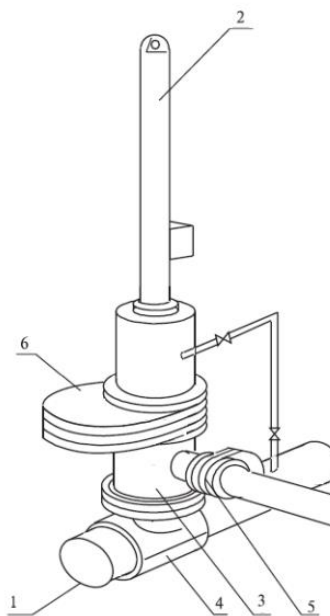
1 – МГ; 2 – узел врезки; 3 – шаровой кран; 4 – переходной патрубком; 5 – ответный фланец; 6 – машина для врезки; 7 – железобетонная плита под шаровой кран; 8 – железобетонная плита под машину для врезки; 9 – котлован; 10 – регулируемая часть временной опоры

Рисунок 2.1 — Горизонтальная врезка отвода через шаровой кран



1 – МГ; 2 – узел врезки; 3 – шаровой кран; 4 – переходной патрубком; 5 – машина для врезки; 6 – железобетонная плита под узел врезки; 7 – котлован; 8 – временная опора

Рисунок 2.2 — Вертикальная врезка отвода через шаровой кран

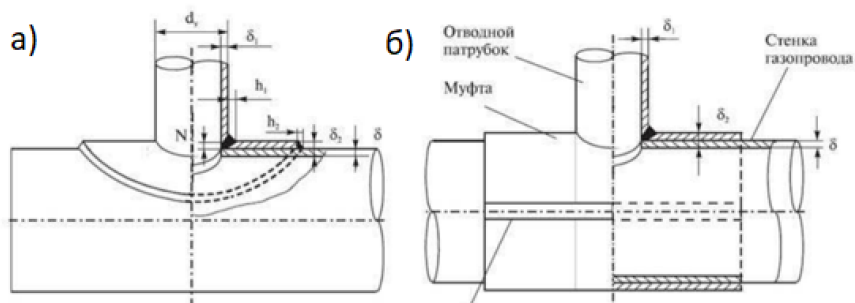


1 – МГ; 2 – машина для врезки; 3 – фланцевый адаптер с боковым ответвлением; 4 – разрезной тройник запорного устройства; 5 – плоская задвижка временного байпаса; 6 – плоская задвижка запорного устройства

					Литературный обзор методов врезки под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

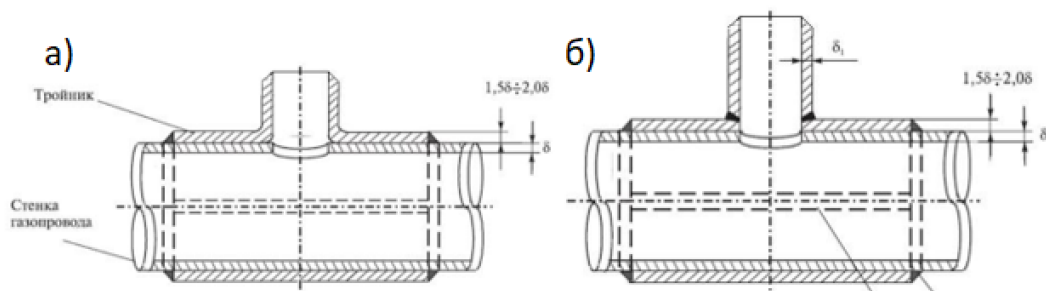
Рисунок 2.3 — Вертикальная врезка отвода через фланцевый разрезной тройник сварной

Существенное различие в методах заключается в исполнении узла врезки. Для врезки через шаровой кран применимы узлы конструктивного исполнения типов I-IV изображенные на рисунках 2.4-2.5 [4].



а - тип I отводной патрубок с накладкой; б - тип II разрезная муфта с отводным патрубком

Рисунок 2.4 – Исполнение узлов врезки через шаровой кран 1



а - тип III разрезной тройник штампованной; б - Тип IV разрезной тройник сварной

Рисунок 2.5 – Исполнение узлов врезки через шаровой кран 2

Для врезки через фланцевый тройник с ответвлением применимы узлы конструктивного исполнения типов Ib (рисунок 2.6), IV (рисунок 2.7) и V (рисунок 2.8).

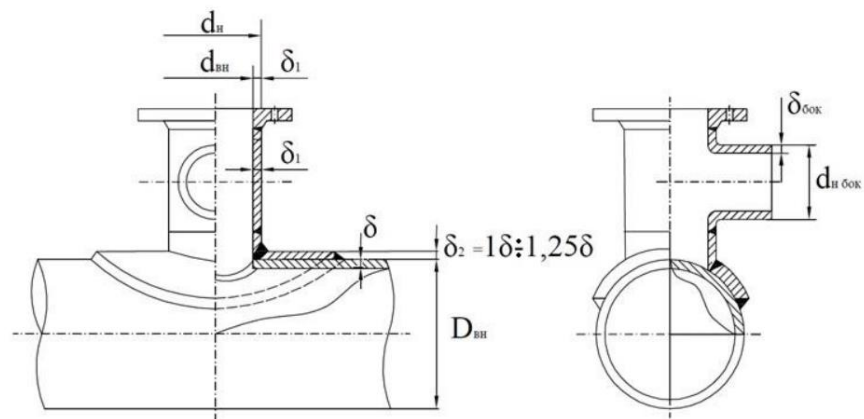


Рисунок 2.6 – Тип Ib фланцевый отводной патрубок с накладкой и боковым ответвлением

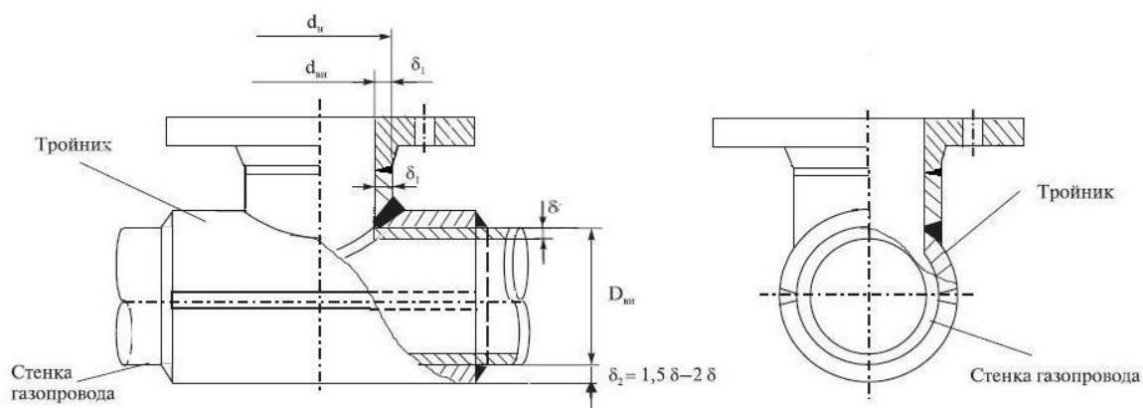


Рисунок 2.7 – Тип IV тройник сварной с фланцем

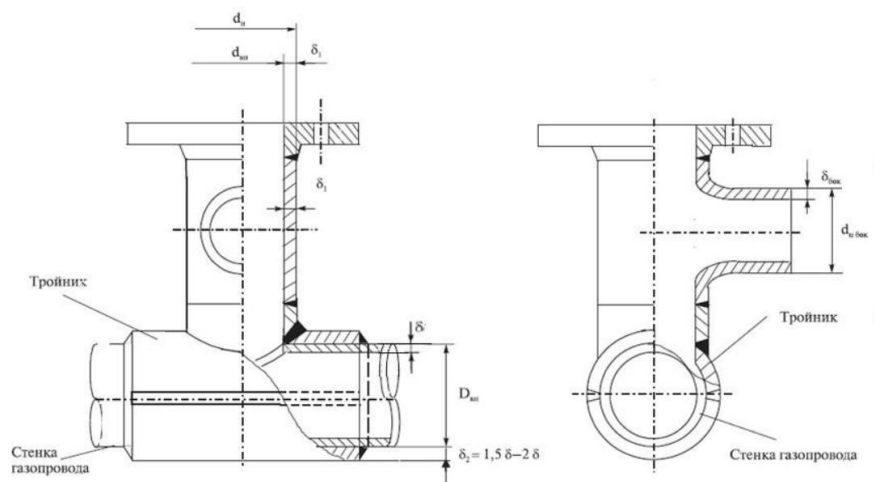


Рисунок 2.8 – Тип V фланцевый разрезной тройник сварной с боковым ответвлением

В методе врезка отвода под давлением через шаровой кран после проведения заключительных работ шаровой кран остается, как линейная трубопроводная арматура на отводе. В методе врезка отвода через фланцевый тройник с ответвлением плоская задвижка, как и машина для врезки, демонтируется.

## 2.2 Специальное оборудование и комплектующие для выполнения работ по врезке газопровода-отвода

Для выполнения работ по врезке в газопровод под давлением используют специальное оборудование, перечисленное в СТО Газпром 2-2.3-116-2016. Разрешается использовать аналогичное оборудование, если оно отвечает всем требованиям «Газпром» [4].

На данный момент лидирующие позиции на российском рынке предприятий по производству оборудования для врезки в трубопровод под давлением занимает «ИНТРАФИТ» [5].

Перечислим некоторое оборудование (рисунок 2.9), которое предоставляет компания:

– оборудование для врезки в трубопровод под давлением, характеристики которого приведены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – технические характеристики оборудования для врезки серии МВ

Характеристика	Значение
Номинальный диаметр просверливаемых отверстий, мм	От 12 до 1400
Рабочее давление, МПа	До 11,8
Допустимая температура окружающей среды:	
При транспортировке и хранении °С	От -60 до +80
При эксплуатации по назначению, °С	От -40 до +50
Температура перекачиваемого продукта, °С:	
Стандартное уплотнение	До 260
Специальное уплотнение	До 370
Испытательное давление при температуре окружающей среды	1,5 кратное рабочее давление

– оборудование для перекрытия трубопровода под давлением, характеристики которого приведены в таблице 2.2;

Таблица 2.2 – технические характеристики оборудования для перекрытия трубопровода под давлением

Характеристика	Значение
Номинальный диаметр трубопроводов для перекрытия, мм	от 80 до 1220
Рабочее давление, МПа	до 7,0
Допустимая температура окружающей среды:	
При транспортировке и хранении °С	От -60 до +80
При эксплуатации по назначению, °С	От -40 до +50
Испытательное давление при температуре окружающей среды	1,5 кратное рабочее давление

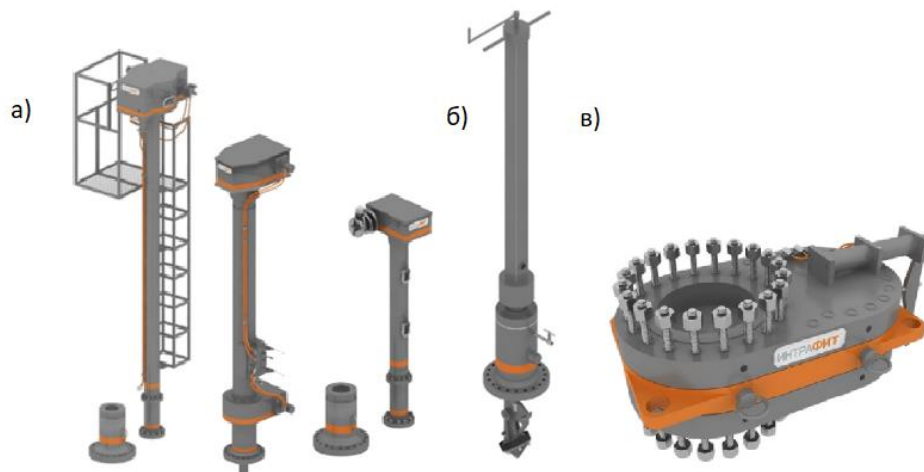
– задвижки плоские для отсечения давления среды на устройстве, исполняющие операции врезки и перекрытия, характеристики которых приведены в таблице 2.3;

Таблица 2.3 – технические характеристики плоских задвижек

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

– вспомогательное оборудование, оснастка, комплектующие: переходники для врезки, охранные кожухи, закупорочные головки, переходники отводные фланцевого исполнения и под приварку, держатели пробки, держатели фрезы;

– режущий инструмент, манжеты, разрезные тройники.



а - оборудование для врезки серии МВ; б - оборудование для перекрытия трубопровода под давлением; в - задвижка плоская для отсечения давления среды на устройстве врезки и перекрытия

Рисунок 2.9 – Оборудование «ИНТРАФИТ» для проведения работ по врезке под давлением

Также компания «СтопТрон» является отечественным производителем, который предоставляет технологическое оборудование для проведения работ на трубопроводах с различной транспортируемой средой под давлением (рисунок 2.10). Перечислим это оборудование [6]:

– буровые установки гидромеханического действия, характеристики которых приведены в таблице 2.4;

Таблица 2.4 – характеристики буровых установок

Наименование	Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Температура перекачиваемого продукта, °С
Буровая установка Мод. СТБУ 40/16	40	1,6	От -50 до +100
Буровая установка Мод. СТБУ 50 – 150/12	50-150	1,2	От -50 до +130
Буровая установка Мод. СТБУ 200 – 300/16	200-300	1,6	От -50 до +100

– временные задвижки для перекрытия потока среды, характеристики которых представлены в таблице 2.5;

Таблица 2.5 – характеристики временных задвижек

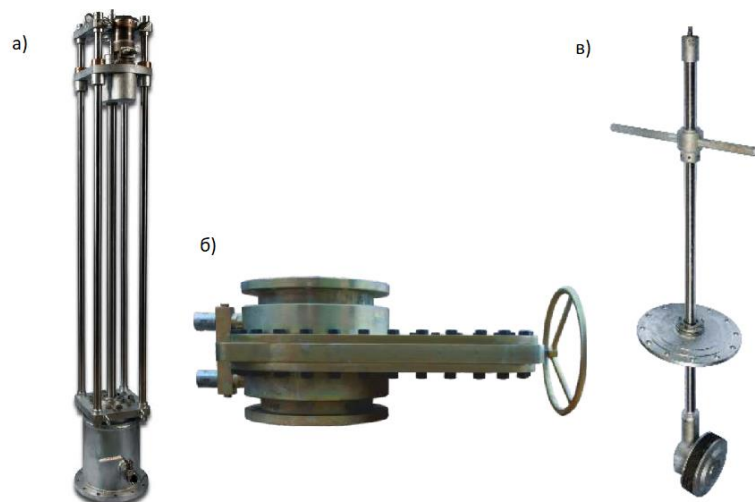
Наименование	Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Температура перекачиваемого продукта, °С
Временная задвижка Мод. СТВЗ 50 – 100/12	50-100	1,2	От -50 до +130
Временная задвижка Мод. СТВЗ 130 – 150/12	130-150	1,2	От -50 до +130
Временная задвижка Мод. СТВЗ 200 – 300/16	200-300	1,6	От -50 до +100

– механизмы блокирования предназначены для перекрытия трубопроводов под давлением, характеристики которых представлены в таблице 2.6;

Таблица 2.6 – характеристики временных задвижек

Наименование	Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Температура перекачиваемого продукта, °С
Механизм блокирования Мод. СТМБ 50-100/12	50-100	1,2	От -50 до +130
Механизм блокирования Мод. СТМБ 130-150/12	130-150	1,2	От -50 до +130
Механизм блокирования Мод. СТМБ 200-300/16	200-300	1,6	От -50 до +100

– оборудования для ввода заглушки, визуального контроля, направляющий бур, расширяющиеся резиновые кольца, коронка, фитинги.



а – буровая установка; б – плоская задвижка; в – механизм блокирования  
 Рисунок 2.10 - Оборудование «СтопТрон» для проведения работ по  
 врезке под давлением

Использование отечественного оборудования для врезки под давлением в магистральный газопровод представляет собой ценное решение для газовой отрасли России. Это обеспечивает непрерывность работы систем газоснабжения при выполнении ремонтных и модернизационных работ, что критически важно для обеспечения стабильности энергетического сектора страны.

Отечественные производители предлагают оборудование высокого качества, которое отвечает требованиям безопасности и эффективности. Они не только постоянно совершенствуют свои продукты, но и приспособливают их к уникальным условиям эксплуатации в России.

Хотя отечественное оборудование может предложить значительные преимущества, включая соответствие местным стандартам и легкость получения технической поддержки, всегда стоит оценивать его в контексте альтернативных решений, включая импортное оборудование.

### **2.3 Преимущества и недостатки использования технологии врезка в МГ под давлением**

Технология врезки в магистральный газопровод под давлением представляет собой эффективный и безопасный способ проведения работ по ремонту, модернизации или расширению газопроводной сети, не прерывая ее

					Литературный обзор методов врезки под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32



функционирования. Ниже приведены некоторые из основных преимуществ этой технологии [7]:

– сохранение непрерывности работы: одно из основных преимуществ технологии врезки под давлением — возможность проводить работы без остановки газопровода. Это означает, что поставка газа потребителям не прерывается, что особенно важно для крупных промышленных объектов и жилых зон, где простой газопровода может привести к значительным экономическим потерям;

– экономия ресурсов: технология врезки под давлением предполагает выполнение работ без полной остановки системы, что в свою очередь ведет к снижению затрат на остановку и последующий запуск газопровода;

– универсальность: технология врезки под давлением может использоваться для выполнения различных работ, от установки нового оборудования до проведения ремонтных работ или замены участков трубопровода;

– снижение экологического влияния: поскольку при использовании технологии врезки под давлением не происходит отключения газопровода и, соответственно, выпуска газа в атмосферу, вредное воздействие на окружающую среду минимизируется;

– производительность: это обусловлено возможностью проведения ремонтных работ и установки нового оборудования без остановки газопровода, что приводит к более быстрому выполнению работ и, как следствие, увеличению производительности системы;

Несмотря на все преимущества, которые обеспечивает технология врезки в магистральный газопровод под давлением, есть и некоторые недостатки, которые следует учесть [8]:

– требуется специализированное оборудование и высококвалифицированный персонал: специальное оборудование для врезки под давлением в газопровод представляют собой трудоемкое техническое решение, требующее не только капитальных вложений, но и умение работать с ним;

					Литературный обзор методов врезки под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

– высокие начальные затраты: приобретение оборудования для применения технологии врезки под давлением может потребовать значительных финансовых вложений;

– необходимость проведения подробного анализа и планирования: это может потребовать значительного времени и опыта, а также привести к дополнительным затратам.

					<i>Литературный обзор методов врезки под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

### 3 Расчетная часть

Расчетная часть включает в себя прочностной расчет толщины стенки и недопустимости пластических напряжений и деформаций, а также экономическое обоснование использования технологии врезки отвода без остановки перекачки газа [9].

Данные для расчёта:

- $D_r = 1420$  мм – наружный диаметр газопровода,
- $D_o = 1020$  мм – наружный диаметр отвода,
- К60 – класс прочности стали труб,
- $R_1^H = \sigma_{вр} = 590$  МПа – временное сопротивление материала труб,
- $R_2 = \sigma_T = 400$  МПа – предел текучести материала труб,
- $P = 9,8$  МПа – рабочее давление,
- категория газопровода III,
- $\Delta t = \pm 40^\circ\text{C}$  – расчётный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании,
- $k_H = 1,265$  – коэффициент надёжности по назначению газопровода.
- $k_1 = 1,55$  – коэффициент надёжности по материалу труб,
- продукт перекачки – природный газ,

#### 3.1 Расчет толщины стенки газопровода

Расчетное сопротивление растяжению/сжатию металла труб определяем согласно формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{590 \cdot 0,99}{1,55 \cdot 1,265} = 297,9 \text{ МПа} \quad (1)$$

где  $R_1^H$  - нормативное сопротивления растяжению/сжатию металла труб для стали с классом прочности К60, МПа;

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода;

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Тударов А.А.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>				35	102
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>			<i>Расчетная часть</i>		
					<i>Отделение нефтегазового дела</i>		
					<i>Группа 2Б92</i>		

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу металла труб;

$k_H$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Расчетная толщина стенки трубопровода определяем по формуле:

$$\delta = \frac{npD_H}{2(np + R_1)} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2 \cdot (1,1 \cdot 9,8 + 297,9)} = 24,8 \text{ мм} \quad (2)$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$p$  - рабочее давление, МПа;

$D_H$  - наружный диаметр газопровода, мм;

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

Продольное осевое сжимающее напряжение определяем по формуле:

$$\begin{aligned} \sigma_{пр.N} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \frac{n \cdot p \cdot D_{вн}}{2\delta_H} = \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 40 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1370,4}{2 \cdot 24,8} = -11,448 \text{ МПа} \quad (3) \end{aligned}$$

где  $\mu$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

$\alpha$  - коэффициент линейного расширения металла трубы, град<sup>-1</sup>;

$E$  - переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;

$\Delta t$  - температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, С<sup>0</sup>;

$D_{вн}$  - внутренний диаметр газопровода, мм;

$\delta_H$  - номинальная толщина стенки трубы, мм.

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

$$\begin{aligned}\psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|\sigma_{пр.Н}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{пр.Н}|}{R_1} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{11,448}{297,9} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{11,448}{297,9} = 0,98\end{aligned}\quad (4)$$

где  $\sigma_{пр.Н}$  - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа.

Толщина стенки с учётом продольных осевых сжимающих напряжений:

$$\begin{aligned}\delta &= \frac{npD_H}{2(\psi_1 R_1 + np)} = \\ &= \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1420}{2 \cdot (0,98 \cdot 297,9 + 1,1 \cdot 9,8)} = 25,28 \text{ мм}\end{aligned}\quad (5)$$

где  $\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние труб.

Принимаем толщину стенки равной 26 мм.

### 3.2 Проверка прочности и деформации газопровода

Проверяем газопровод на прочность по условию:

$$|\sigma_{пр.Н}| \leq \psi_2 R_1 \quad (6)$$

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

Определим внутренний диаметр трубопровода, исходя из принятой толщины стенки:

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta = 1420 - 2 \cdot 26 = 1368 \text{ мм} \quad (7)$$

Кольцевые напряжения от внутреннего давления:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1368}{2 \cdot 26} = 283,6 \text{ МПа} \quad (8)$$

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

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

$$\sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|283,6|}{297,9} \right)^2} - 0,5 \frac{|283,6|}{297,9} = 0,09 \quad (9)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  - кольцевые напряжения от расчётного внутреннего давления, МПа.

Условия прочности (6) выполняется:

$$11,448 \leq 26,8;$$

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

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} \quad (10)$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}} \quad (11)$$

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

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

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

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

$R_2^H$  - предел текучести стали класса прочности К60, МПа.

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

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p_{доп} D_{вн}}{2\delta_H} = \frac{9,8 \cdot 1368}{2 \cdot 26} = 257,8 \text{ МПа} \quad (12)$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб:

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m}{0,9k_H} R_2^H} = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{257,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400} \right)^2} - 0,5 \frac{257,8}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400} = 0,629 \quad (13) \end{aligned}$$

Условия недопустимости пластических деформаций от кольцевых напряжений (11) выполняется:

$$257,8 \leq 347,8$$

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

– для положительного температурного перепада:

$$\begin{aligned} \sigma_{пр}^H &= \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t + \frac{E D_H}{2R} = \\ &= 0,3 \cdot 257,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1420} = -124,5 \text{ МПа} \quad (14) \end{aligned}$$

где  $R$  - минимальный радиус упругого изгиба, м.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

– для отрицательного температурного перепада:

$$\begin{aligned}\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} &= \mu\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha E\Delta t + \frac{ED_{\text{H}}}{2R} = \\ &= 0,3 \cdot 257,8 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,42}{2 \cdot 1420} = 81,5 \text{ МПа} \quad (15)\end{aligned}$$

Условие недопустимости пластических деформаций от максимальных суммарных продольных напряжений (10) при положительном перепаде температуры выполняется:

$$124,5 \leq 218,8$$

Условие недопустимости пластических деформаций от максимальных суммарных продольных напряжений (10) при отрицательном перепаде температуры выполняется:

$$81,5 \leq 218,8$$

### 3.3 Расчет толщины стенки отвода

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб определяем по формуле (1):

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

Расчетную толщину стенки отвода определяем по формуле (2):

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

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40



Продольное осевое сжимающее напряжение определяем по формуле (3):

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

Коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяем по формуле (4):

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

Толщину стенки с учётом продольных осевых сжимающих напряжений определяем по формуле (5):

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

Принимаем толщину стенки отвода равной 19 мм.

### 3.4 Проверка прочности и деформации отвода

Проверяем газопровод на прочность по условию (6).

Определим внутренний диаметр отвода, исходя из принятой толщины стенки по формуле (7):

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

Кольцевые напряжения от внутреннего давления определяем по формуле (8):

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 982}{2 \cdot 19} = 278,6 \text{ МПа}$$

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, по формуле (9):

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{|278,6|}{297,9} \right)^2} - 0,5 \frac{|278,6|}{297,9} = 0,12$$

Условия прочности (6) выполняется:

$$11,374 \leq 35,7$$

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов произведём проверку согласно условиям (10) и (11).

Для проверки по деформациям находим сначала кольцевые напряжения от действия нормативной нагрузки – внутреннего давления по формуле (12):

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{9,8 \cdot 982}{2 \cdot 19} = 253,3 \text{ МПа}$$

Коэффициент, учитывающий двухосное напряжённое состояние металла труб, определяем по формуле (13):

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \left( \frac{253,3}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400} \right)^2} - 0,5 \frac{253,3}{\frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 400} = 0,412$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		42

Условия недопустимости пластических деформаций от кольцевых напряжений (11) выполняется:

$$253,3 \leq 347,8$$

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

– для положительного температурного перепада по формуле (14):

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 253,3 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1020} = -125,9 \text{ МПа}$$

– для отрицательного температурного перепада по формуле (15):

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = 0,3 \cdot 253,3 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 40 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,02}{2 \cdot 1020} = 80,1 \text{ МПа}$$

Условие недопустимости пластических деформаций от максимальных суммарных продольных напряжений (10) при положительном перепаде температуры выполняется:

$$125,9 \leq 143,3$$

Условие недопустимости пластических деформаций от максимальных суммарных продольных напряжений (10) при отрицательном перепаде температуры выполняется:

$$80,1 \leq 143,3$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		43

### 3.5 Обоснование использования технологии врезки под давлением

Использование технологии врезки в МГ под давлением позволит снизить издержки, которые эксплуатирующая компания терпит при остановке перекачки для ремонта [10].

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

$$\mathcal{E}_э = \mathcal{Z}_{\text{нед.г.}} + \mathcal{Z}_{\text{с.г.}} + \mathcal{Z}_{\text{п.г.}} \quad (16)$$

где  $\mathcal{Z}_{\text{нед.г.}}$  - затраты на недопоставку газа, тыс. руб.;

$\mathcal{Z}_{\text{с.г.}}$  - затраты на опорожненный газ в атмосферу, тыс. руб.;

$\mathcal{Z}_{\text{п.г.}}$  - затраты на продувку газа, тыс. руб.

Затраты от недопоставки газа потребителю определяются по формуле:

$$\mathcal{Z}_{\text{нед.г.}} = C \cdot q \cdot t = 19 \cdot 18035 \cdot 10^3 \cdot 3 = 1027995 \text{ тыс. руб} \quad (17)$$

где  $C$  - стоимость поставляемого газа в КНР, руб/м<sup>3</sup>;

$q$  - объем недопоставленного газа, тыс. м<sup>3</sup>;

$t$  - время простоя газопровода, сутки.

Объем недопоставленного газа рассчитывают по формуле:

$$q = \sqrt{\frac{p_{\text{н}}^2 - p_{\text{к}}^2}{L \cdot z}} = \sqrt{\frac{(9,8 \cdot 10^6)^2 - (9,3 \cdot 10^6)^2}{30 \cdot 10^3 \cdot 0,9787}} = 18035 \text{ тыс. м}^3 \quad (18)$$

где  $p_{\text{н}}$  - начальное давление газа на расчетном участке, МПа;

$p_{\text{к}}$  - конечное давление газа на расчетном участке, МПа;

$L$  - длина расчетного участка, км;

$z$  - коэффициент сжимаемости газа.

Затраты от стравливания газа в атмосферу определяются по формуле:

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

$$Z_{c.r.} = C \cdot V_c = 19 \cdot 422 = 8018 \text{ тыс. руб} \quad (19)$$

где  $V_c$  - объем стравленного газа в атмосферу, тыс. м<sup>3</sup>.

Объем стравленного газа рассчитывают по формуле:

$$V = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot L}{4} \cdot p_{cp} \cdot \frac{293}{T_{cp} \cdot z \cdot 1,033} =$$

$$= \frac{3,14 \cdot 1,42^2 \cdot 30 \cdot 10^3}{4} \cdot 9,6 \cdot \frac{293}{313 \cdot 0,9787 \cdot 1,033} = 422 \text{ тыс. м}^3 \quad (20)$$

где  $D$  - диаметр газопровода, м;

$p_{cp}$  - среднее давление в газопроводе, МПа;

$T_{cp}$  - средняя температура стравливаемого газа, К.

Затраты на продувку газопровода определяются:

$$Z_{п.г.} = C \cdot V_{п.г.} = 19 \cdot 43032 = 817,6 \text{ тыс. руб} \quad (21)$$

где  $V_{п.г.}$  - объем продуваемого газа в атмосферу, м<sup>3</sup>.

Объем продуваемого газа рассчитывают по формуле:

$$V_{п.г.} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L \cdot \frac{293}{T_{cp} \cdot 1,033} =$$

$$= \frac{3,14 \cdot 1,42^2}{4} \cdot 30 \cdot 10^3 \cdot \frac{293}{313 \cdot 1,033} = 43032 \text{ м}^3 \quad (22)$$

Экономическая эффективность будет определяться по формуле (16):

$$\mathcal{E}_э = 1027995 + 8019 + 817,6 = 1036831,6 \text{ тыс. руб}$$

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Таким образом, применение технологии проведения ремонта без остановки перекачки природного газа свидетельствуют об актуальности применения данного метода, что подтверждено расчетом, который показывает финансовую эффективность использования метода.

					<i>Расчетная часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

## 4 Исследование напряженно-деформированного состояния узла

### врезки

Разработка и анализ узла врезки отвода газопровода 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.

#### 4.1 Разработка сборочной 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 узла горизонтальной врезки отвода без остановки перекачки среды через ТПА шаровой кран.

Определяем соотношение напряжений по формуле:

$$\frac{\sigma_{\text{кц}}}{\sigma_{\text{T}}} = \frac{257,6}{400} = 0,644 = 64,4\% \quad (23)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения в газопроводе, возникающие от внутреннего давления, МПа;

$\sigma_{\text{T}}$  – предел текучести для стали класса прочности К60, МПа.

Определяем соотношение диаметров газопровода и отвода по формуле:

$$\frac{d_{\text{н}}}{D_{\text{н}}} = \frac{1020}{1420} = 0,72 \quad (24)$$

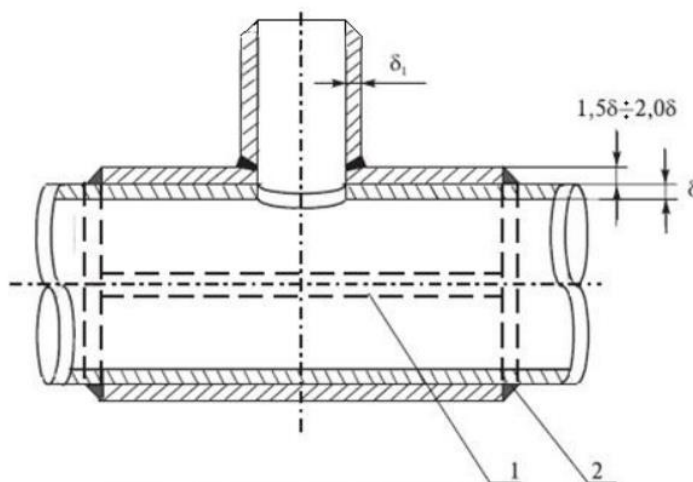
где  $d_{\text{н}}$  – наружный диаметр отвода, мм;

					Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Тударов А.А.			Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Гончаров Н.В.					47	102
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

$D_n$  – наружный диаметр магистрального газопровода.

При выборе конструктивного исполнения узла врезки на газопроводах под давлением следует руководствоваться приложением А.

Исходя из полученных соотношений выбираем тройник типа IV – тройник сварной с фланцем (рисунке 4.1).



1 – сварные швы приварки половин тройника; 2 – сварные швы приварки тройника

Рисунок 4.1 - Тип IV – тройник сварной с фланцем

После выбора конструктивного исполнения узла врезки моделируем отдельные детали и создаем его сборку при непосредственно врезке (рисунок 4.2) и после присоединения отвода (рисунок 4.3).

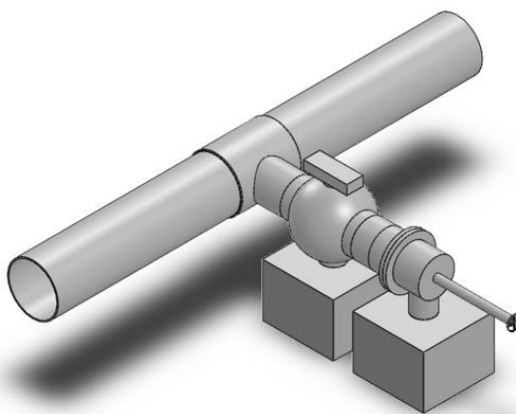


Рисунок 4.2 – Узел с опорами и присоединенной машиной для врезки

					Исследование напряженно-деформированного состояния узла врезки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48



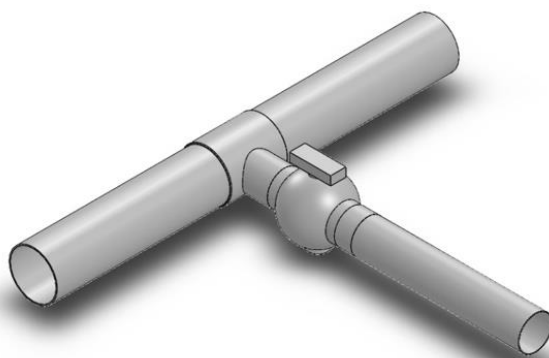


Рисунок 4.3 – Узел с присоединенным отводом

Назначаем характеристики, присущие к классу прочности стали К60 в таблице 4.1 [11].

Таблица 4.1 – характеристики материала стали 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

#### 4.2 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.

В расчетах есть допущения отсутствия нагрузок, действующих из-за силы тяжести. В исследовательской части рассматривается влияния нагрузок на прочностные характеристики узла врезки. На рисунке 4.4 и 4.5 изображены распределение нагрузок по Мизесу и результирующее перемещение на узле врезки в момент проведения работ соответственно, а на рисунке 4.6 и 4.7 изображены распределение нагрузок по Мизесу и результирующее перемещение

на узле врезки после проведения работ и подсоединения отвода соответственно.

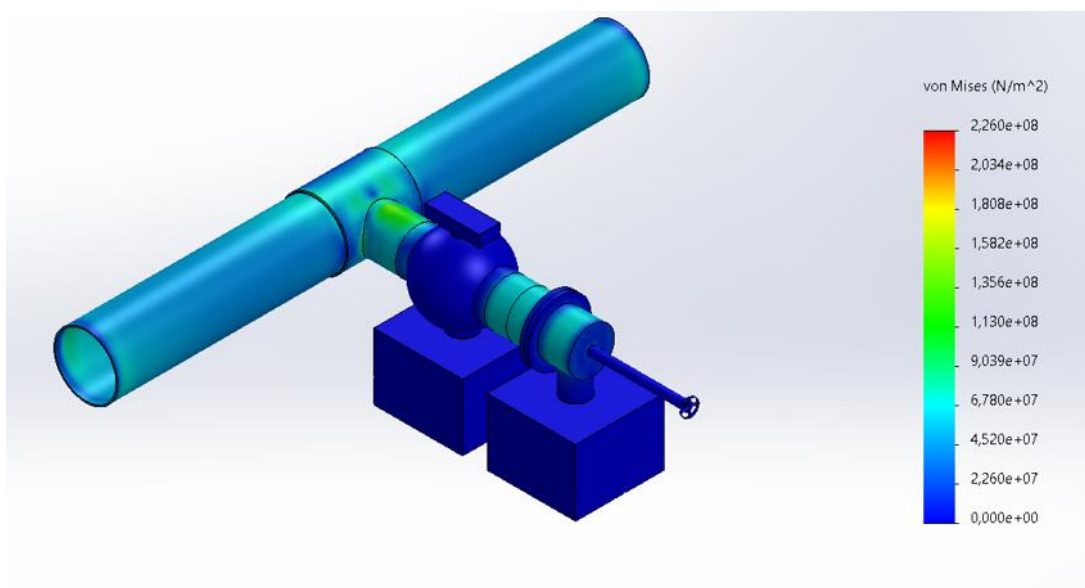


Рисунок 4.4 – Напряжение Von Mises узла врезки при 8,9 МПа

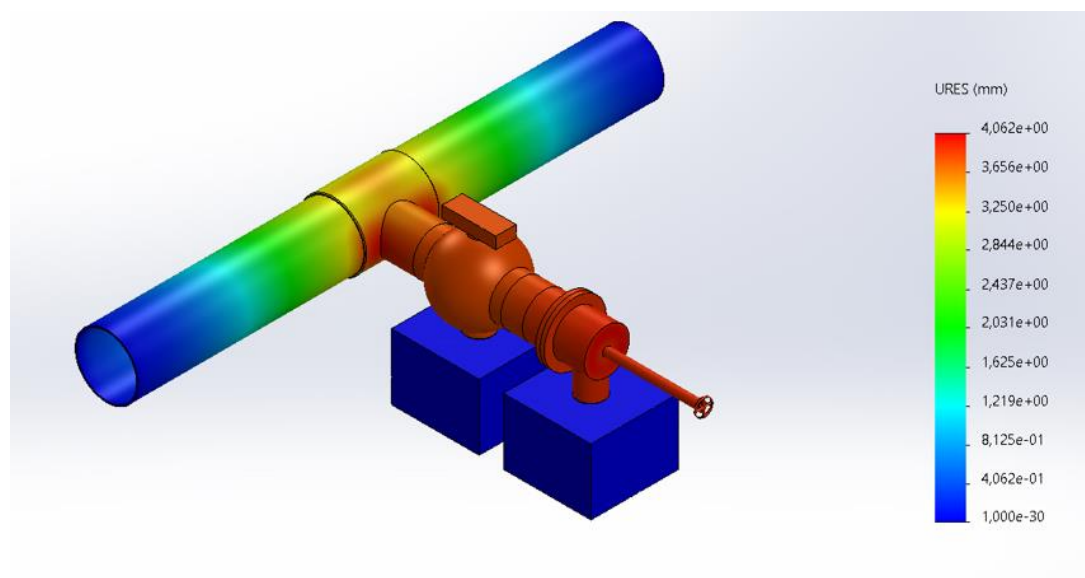


Рисунок 4.5 – Результирующее перемещение узла врезки при 8,9 МПа

Таблица 4.3 – результат исследования узла врезки при 8,9 МПа

Критерий	Значение
Напряжение Von Mises, макс. МПа	226
Результирующее перемещение, макс. мм	4,1
Распределение запаса прочности, мин. коэффициент	1,8

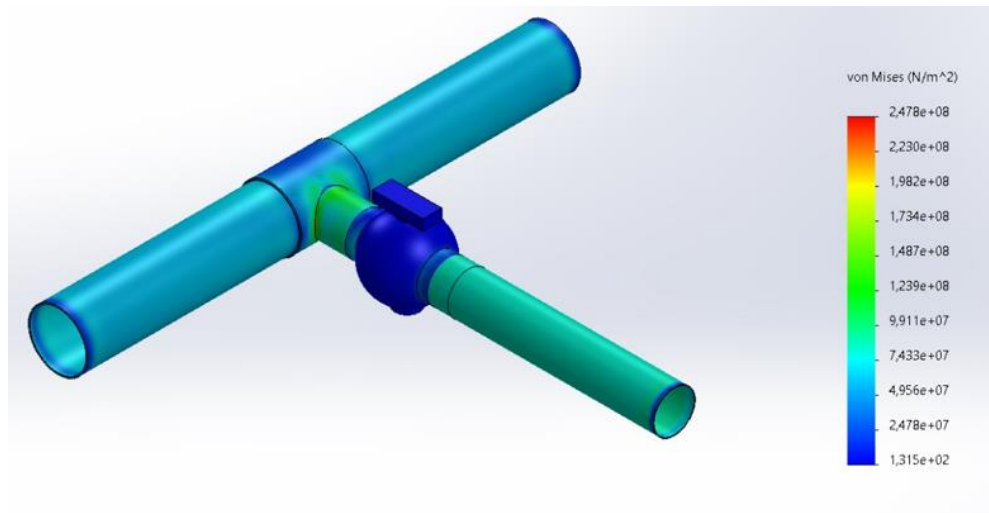


Рисунок 4.6 – Напряжение Von Mises узла врезки при 9,8 МПа

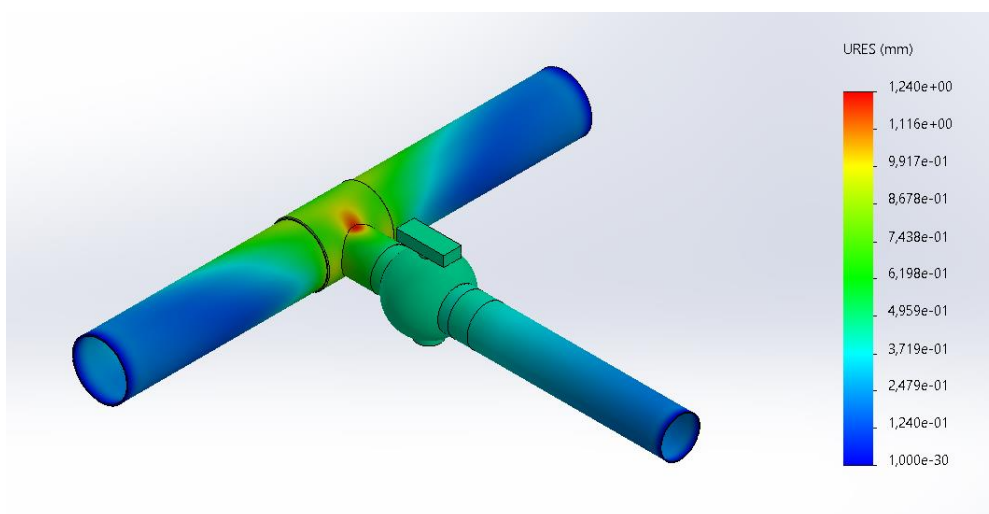


Рисунок 4.7 – Результирующее перемещение узла врезки при 9,8 МПа

Таблица 4.3 – результат исследования узла врезки при 9,8 МПа

Критерий	Значение
Напряжение Von Mises, макс. МПа	247
Результирующее перемещение, макс. мм	1,2
Распределение запаса прочности, мин. коэффициент	1,6

Самым подвергающимся напряжениям и деформациям объектом узла врезки является тройник подсоединения отвода к магистральному газопроводу. Из полученных результатов вытекает вывод, что при проведении пневматических испытаний узла врезки стоит уделить пристальное внимание к тройнику, а также к его сварным швам.

## 5 Организация производства работ по врезке отвода под давлением

Технологическая последовательность работ по врезке в трубопровод под давлением включает в себя [4]:

- организационно-подготовительные работы,
- земляные работы,
- подготовительные работы на месте производства работ,
- сварочно-монтажные работы,
- контроль качества сварных соединений узла врезки,
- монтаж оборудования выполнения работ по врезке,
- испытания на прочность узла врезки и проверка герметичности соединений,
- выполнение врезки в трубопровод,
- демонтаж оборудования,
- заключительные работы.

### 5.1 Организационно-подготовительные работы

Организационно-подготовительные работы включают в себя:

- идентификация или освидетельствование трубы;

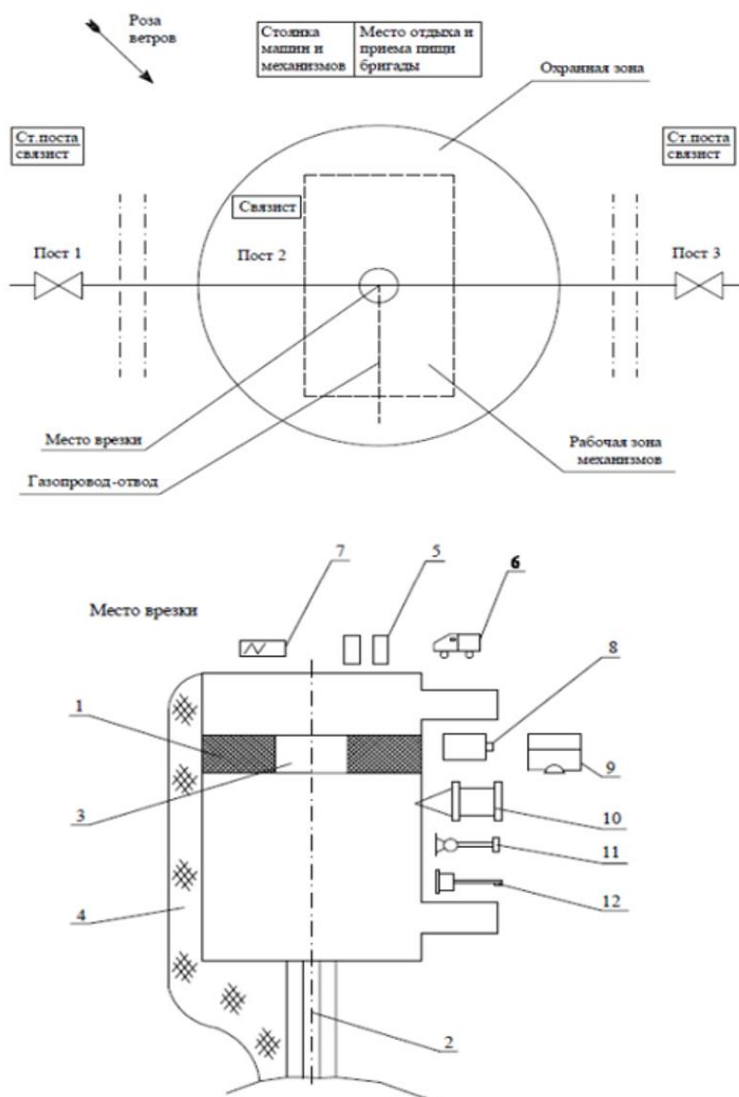
Участок, на котором проводятся работы, должен быть с исполнительной документацией. Также должны иметься документы качества на трубы, ТПА, журнал проведения сварочных работ и заключение о контроле качества сварных соединений методами НК.

Если имеется заводская маркировка, достаточная для идентификации труб документам качества, то измеряют диаметр, толщину стенки и определяют по сертификатам химический состав, класс прочности и марку трубной стали [12].

- подготовка трассы;

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тударов А.А.</i>			<i>Организация производства работ по врезке отвода под давлением</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					52	102
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

На рисунке 5.1 изображена схема организации работ по врезке отвода в МГ.



1 – МГ; 2 – газопровод-отвод; 3 – место установки тройника; 4 – отвал грунта; 5 – газорезательное оборудование; 6 – спецтехника; 7 – электростанция; 8 – сварочное оборудование; 9 – тройник; 10 – трубоукладчик; 11 – шаровой кран; 12 – машина для врезки

Рисунок 5.1 - Схема организации работ по врезке отвода в МГ

Радиус охранной зоны равен  $R=350$  м. На участке газопровода не должно быть дефектов, утечек взрывоопасных веществ и воспламеняющихся веществ, которые несут потенциальную опасность при проведении огневых работ [13].

На время работ запрещается поднимать давление на параллельных и пересекающих нитках газопровода.

– разработка котлована;

					Организация производства работ по врезке отвода под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

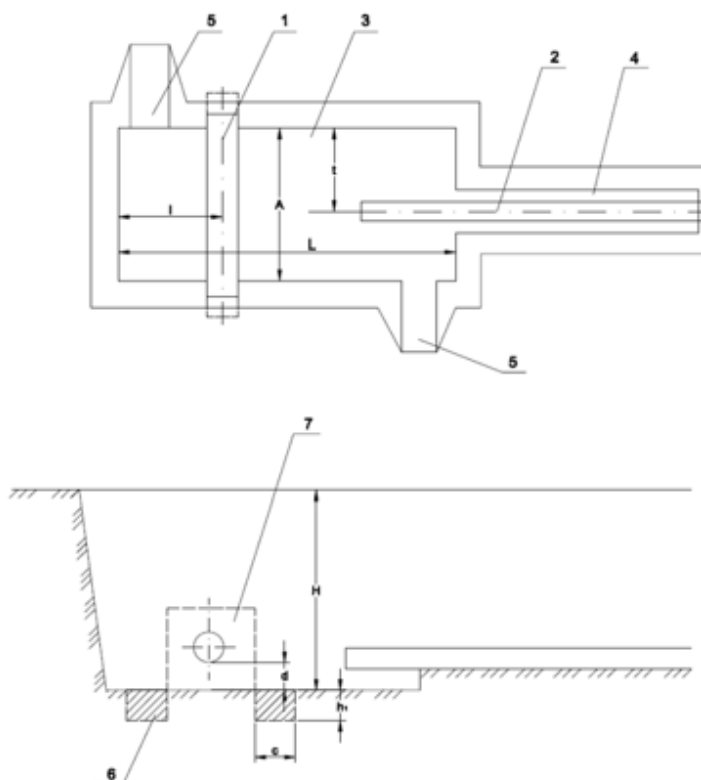
Запрещается нахождение ходовой части экскаватора непосредственно над газопроводом.

Крутизну откосов котлована определяют в зависимости от его глубины, типа грунта и его состояния. Крутизна откосов для котлована равна 1:1 [1].

Рекомендуемые размеры котлована в зависимости от диаметра магистрального газопровода приведены в таблице 5.1. Согласно размерам, разрабатывается котлован (рисунок 5.2). Грунт под трубой разрабатывают ниже нижней образующей трубы на глубину порядка от 0,5 до 0,6 м [14].

Таблица 5.1 – размеры котлована для врезки газопровода-отвода

Диаметр газопровода, мм	Размеры котлована, м							
	A	B	L	l	H	h <sub>1</sub>	c	d
1420	6,00	3,00	12,50	2,80	3,00	1,20	1,20	0,5-0,6



1 – МГ; 2 – отвод; 3 – котлован; 4 – траншея отвода; 5 – выход из котлована; 6 – «карман» с насыпным грунтом; 7 – контур грунта

Рисунок 5.2 – Котлован для горизонтальной врезки газопровода-отвода

Для разработки котлована и земляных работ необходима специальная техника, таблица 5.2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Организация производства работ по врезке  
отвода под давлением

Лист

54

Таблица 5.2 – необходимая техника для проведения работ

Наименование	Марка	Количество
Бульдозер	ЧТЗ Б10М	1
Экскаватор	НИТАСНІ ZX330	1
Трубоукладчик	КОМАТСU D355C	1

Технические характеристики бульдозера ЧТЗ Б10М представлены в таблице 5.3 [15].

Таблица 5.3 – технические характеристики бульдозера ЧТЗ Б10М

Характеристика	Значение
Тип двигателя	Четырехтактный дизельный, с турбонадувом
Эксплуатационная мощность, кВт (л.с.)	132 (180)
Запас крутящего момента, %	25
Удельный расход топлива при эксплуатационной мощности, г/кВт (г/л.с.ч)	218 (160)
Количество цилиндров	4
Рабочий объем, л	14,5

Технические характеристики экскаватора НИТАСНІ ZX330 представлены в таблице 5.4 [16].

Таблица 5.4 – технические характеристики экскаватора НИТАСНІ ZX330

Характеристика	Значение
Номинальная мощность (ISO), кВт	л.с.184 / 246 при 2000 об/мин
Эксплуатационная масса, кг	1500 - 32100
Емкость ковша «с шапкой», м <sup>3</sup>	1,38 - 1,86
Длина рукояти, м	2
Максимальный поток гидросистемы, л/мин	2 x 279
Скорость поворота платформы, об/мин	10,7
Максимальная глубина копания, мм	7380
Усилие резания грунта ковшом, кН	246

Технические характеристики трубоукладчика KOMATSU D355C представлены в таблице 5.5 [17].

Таблица 5.5 - технические характеристики трубоукладчика KOMATSU D355C

Характеристика	Значение
Номинальная мощность, кВт	277 кВт (377 л.с.) при 2000 об/мин
Тип двигателя	Четырехтактный, с турбонадувом
Рабочий объем, л	15,24
Номинальная частота вращения, об/мин	2000
Грузоподъемность, т	93
Эксплуатационная масса, т	62

– подготовка поверхности трубы;

Перед тем, как установить тройник на предполагаемый участок трубы ее поверхность очищается от остатков грунта и изоляции вручную или специальным оборудованием расстоянием от сварных швов не менее 200 мм в обе стороны. После очистки поверхности на трубе намечают место присоединения тройника [18].

– контроль качества металла трубы и заводских сварных соединений;

Контроль качества металла трубы проводят визуальным и неразрушающим сплошным сканированием ультразвуковым методом полного периметра очищенной поверхности газопровода в месте монтажа узла врезки, включая участки на расстоянии не менее 200 мм в каждую сторону от границ предполагаемых сварных соединений узлов и/или деталей узлов врезки [19] комплектом УЗК «Скаруч», технические характеристики которого указаны в таблице 5.6 [20].

Таблица 5.6 – технические характеристики УЗК «Скаруч»

Характеристика	Значение
Измерение параметров дефекта сварного шва с погрешностью, мм	по длине $\pm 1$ по глубине развития $\pm 0,5$
Минимально выявляемый дефект, мм	0,8...1,0
Скорость УЗК м/мин	до 1
Частотный диапазон, МГц	1,0...10,0



Продолжение таблицы 5.6

Диапазон рабочих температур, °С	От -20 до +45
Питание	от аккумуляторов или от сети 220 В
Время непрерывной работы от аккумуляторов, ч	8

Нормы оценки качества заводских сварных швов трубы физическими методами НК должны отвечать требованиям, указанным в ТУ или ГОСТ на трубы. При обнаружении недопустимых дефектов в зоне монтажа узла врезки, место врезки сдвигается [21].

– определение параметров технологического режима работы газопровода при врезке под давлением;

Максимально допустимое рабочее давление на участке газопровода  $D_H=1420$  мм,  $\delta=26$  мм при проведении работ по врезке тройника под давлением определяется по формуле [4]:

$$P_{\text{доп}} = K_1 \cdot \frac{\delta - c}{\delta_H} \cdot p_y = 1 \cdot \frac{26 - 2,4}{26} \cdot 9,8 = 8,9 \text{ МПа} \quad (25)$$

где  $K_1$  - коэффициент сварного шва для прямошовных и бесшовных 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, мм;

$\delta_H$  - номинальная толщина стенки трубы в месте приварки по ПУВ, мм;

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

## 5.2 Сварочно-монтажные работы на газопроводе под давлением

Монтаж узла врезки IV типа должен производиться:

– с расположением нахлесточных (в т.ч. кольцевых) и угловых сварных швов узлов врезки от кольцевых сварных швов газопровода на расстоянии не менее 150 мм для газопроводов диаметром включительно от 109 до 1420 мм, а для газопроводов диаметром до 109 мм – не менее 1,5 диаметра газопровода;

					Организация производства работ по врезке отвода под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

– с расположением продольных стыковых, нахлесточных и угловых сварных соединений узлов врезки от продольных сварных швов действующего газопровода на расстоянии не менее 100 мм вкл. для газопроводов  $D_y$ -500 вкл. и более, на расстоянии не менее 75 мм вкл. для газопроводов до  $D_y$ -500 [21].

Сварку узлов врезки выполняют ручной дуговой сваркой на постоянном токе обратной полярности. Выбираем сварочный выпрямитель тиристорного типа ВДУ-306МТ и сварочный агрегат АДДУ-4001 производства «Уралтермосвар». Технические характеристики приведены в таблице 5.7 и таблице 5.8 соответственно [22].

Таблица 5.7 – технические характеристики сварочного выпрямителя ВДУ-306МТ

Характеристика	Значение
Напряжение сети, В	3х380
Номинальный сварочный ток, А	315
Номинальное сварочное напряжение, В	32
Пределы регулирования сварочного напряжения, В	15-32
Пределы регулирования сварочного тока, А	30-350
Габаритные размеры, мм	710х670х750
Масса, кг	180

Таблица 5.8 – технические характеристики сварочного агрегата АДДУ-4001

Характеристика	Значение
Номинальный сварочный ток поста, А	400
Пределы регулирования сварочного тока в режиме ручной дуговой сварки, А	40-400
Пределы регулирования сварочного напряжения в режиме механизированной сварки, В	15-40
Напряжение холостого хода, В	12
Габаритные размеры, мм	2060х1000х1500
Масса, кг	1260

Значение выставляемого сварочного тока и положение при РД сварке электродами с основным видом покрытия стыковых, угловых, нахлесточных соединений узлов врезки в действующий газопровод приведены в приложении Б. Выбираем электроды под определенный слой шва [23]:

- наплавочные: ОК 53.70 (3,2 мм) тип Э50А ГОСТ 9467,
- корневой, первый: ОК 53.70 (3,2 мм) тип Э50А ГОСТ 9467,
- заполняющие: ОК 53.70 (3,2 мм) тип Э50А ГОСТ 9467, ОК 74.70 (4 мм) тип Э60 ГОСТ 9467,
- облицовочные: ОК 53.70 (3,2 мм) тип Э50А ГОСТ 9467.

Рекомендуемое минимальное количество слоев для толщины стенки 26 мм соответствует наложение 11 слоев сварки в продольных швах.

После проведения сварочных работ необходимо на трубе нанести клейма сварщиков.

### **5.3 Контроль качества сварных соединений узла врезки**

Контроль качества узла врезки в МГ под давлением состоит из нескольких этапов:

- входной контроль металла узлов и/или деталей узлов врезки, контроль применяемых сварочных материалов и оборудования,
- операционный контроль в процессе сборки и сварки узла врезки,
- визуальный и измерительный контроль сварных соединений,
- НК сварных соединений.

Визуальный и измерительный контроль выполняют комплектом ВИК «Газпром», который комплектуется инструментом, перечисленным в [24].

В состав ВИК «Газпром» входят: лупа измерительная с подсветкой L30, штангенциркуль ЦЦ-1-125-0.1, универсальный шаблон сварщика УШС-3, набор щупов №4 КТ II, набор радиусов №1, набор радиусов №3, линейка измерительная 30 см, рулетка измерительная 5м, угольник УП 160x100 к2, образцы шероховатости ШП Rz 20, 40, 60, 80, толщиномер А1208 [25].

					<i>Организация производства работ по врезке отвода под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

Контроль сварных соединений узла врезки капиллярным методом проводится по классу чувствительности II в соответствии с [26], магнитопорошковым методом - по уровню чувствительности Б в соответствии с [27].

При контроле качества продольных сварных соединений «разрезной тройник» типа IV сперва производят визуальным и измерительным методом, комплектом ВИК «Газпром», после же ультразвуковым методом установкой УЗК «Скаруч». Далее проводят контроль кольцевых швов теми же методами, но к ним добавляются капиллярный метод, проводимый набором R-ТЕСТ (очиститель ОС 41, пенетрант ПС 42, проявитель ПС 43) и магнитопорошковый метод по проводимый набором R-ТЕСТ (суспензия черная СЧ-4, белая фоновая краска ФК-2, очиститель ОС-11).

Отремонтированный участок сварного соединения должен быть проверен визуальным и измерительным методом и неразрушающими методами контроля в объеме 100% на длине превышающий отремонтированный участок на 100 мм в каждую сторону.

#### **5.4 Врезка отвода в газопровод под давлением**

При горизонтальной врезке под давлением ответвления узла врезки располагается таким образом, что шаровой кран и фрезы машины для врезки находятся на одном уровне с МГ (рисунок 2.1).

При сборке сварной конструкции «узел врезки - шаровой кран-переходной патрубков - ответный фланец», к отводному патрубку узла врезки приваривают шаровой кран с пневмогидроприводом под приварку Ду 1020 мм «Тяж-ПромАрматура» (рисунок 5.3), характеристики которого приведены в таблице 5.10 [28]. С другой стороны шарового крана с помощью сварных соединений размещают переходной патрубков, который в свою очередь на другом конце имеет ответный фланец, так как машина для врезки «ИНТРАФИТ» МВ 2460 имеет фланцевое соединение, технические характеристики которой приведены в таблице 5.11.

					Организация производства работ по врезке отвода под давлением	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

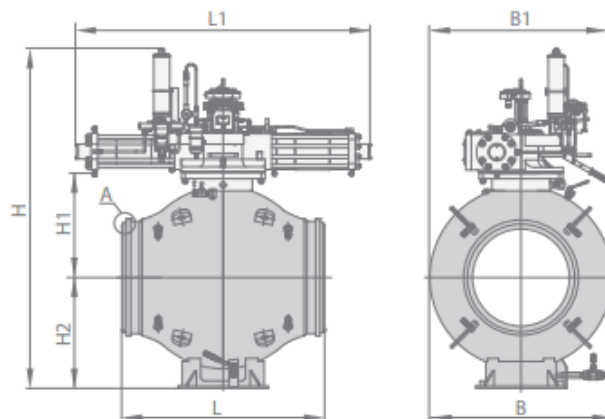


Рисунок 5.3 – Шаровой кран  $D_v$  1020 мм

Таблица 5.10 – характеристики шарового крана  $D_v$  1020 мм

Ду, мм	Р <sub>раб.</sub> , МПа	Тип соединения	Тип привода	В, мм	В1, мм	Л, мм	Л1, мм	Н, мм	Н1, мм	Н2, мм
1020	До 12,5	Приварной	пневмогидропривод	1725	1995	1780	2320	2750	916	984

Таблица 5.11 – технические характеристики машины для врезки МВ 2460

Характеристика	Значение
Номинальный диаметр просверливаемых отверстий, мм	От 600 до 1500
Рабочее давление, МПа	11,8
Допустимая температура окружающей среды:	
при эксплуатации по назначению, °С	От -40 до 80
Температура перекачиваемого продукта, °С	До 260
Контрольное давление испытаний при температуре окружающей среды	1,5 кратное рабочее давление

После пневматических испытаний узла врезки производится выравнивание давления азота в полости стыка с МГ через игольчатый вентиль машины для врезки до допустимого давления при проведении работ.

Подготовительные работы, для IV типа конструктивного исполнения узла врезки, производятся в следующей последовательности:

- сооружение фундамента под шаровой кран,
- сборка сварной конструкции на бровке котлована,
- монтаж на фундамент сварной конструкции в котловане с применением грузоподъемного крана,

- монтаж, сборка и сварка нижней полуобечайки разрезного тройника с верхней полуобечайкой,
- установка временной опоры под машину для врезки,
- подготовка машины для врезки на бровке,
- монтаж машины для врезки с применением грузоподъемного крана в котловане и ее сборка с ответным фланцем сварной конструкции,
- открытие шарового крана,
- проверка герметичности соединений и испытание на прочность узла врезки,
- выравнивание давления в полости узла врезки перед врезкой.

Процесс врезки через шаровой кран выполняется в два этапа с целью обеспечения его правильной установки. На первом этапе проводятся следующие операции:

- осуществляется сверление отверстия в трубе с использованием фрезы,
- открывается игольчатый вентиль в адаптере машины, чтобы позволить азоту выйти из полости под давлением,
- затем игольчатый вентиль в адаптере машины закрывается,
- производится выравнивание давления для создания оптимальных условий.

На втором этапе выполняются следующие действия:

- производится вырезание отверстия в трубе с помощью фрезы,
- фреза возвращается в адаптер машины,
- шаровой кран закрывается, обеспечивая надежную герметизацию,
- давление из адаптера машины сбрасывается,
- затем производится демонтаж машины, используемой для врезки.

### **5.5 Испытание узлов врезки**

Инструкция по испытаниям должна содержать:

- общие положения по организации работ,
- способы, параметры, объем и порядок проведения испытаний,
- организацию связи при испытаниях,

					<i>Организация производства работ по врезке отвода под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		62

- состав и оснащение постов, аварийной бригады,
- мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и промышленной безопасности.

Испытаниям на прочность подлежат все типы конструкций узлов врезки, а также перепускные патрубки. Проверке герметичности подлежат временные фланцевые и резьбовые соединения всех типов конструкций узлов врезки, в том числе перепускные патрубки. Исполняют с применением азота.

Вся временная запорная арматура должна быть рассчитана на давление в условиях умеренного и холодного климата и соответствовать требованиям обязательной сертификации по формуле:

$$P_y = 1,5 \cdot P_{\text{исп.пр.}} = 1,5 \cdot 10,78 = 16,17 \text{ МПа} \quad (26)$$

где  $P_{\text{исп.пр.}}$  - испытательное давление при проверке на прочность, МПа.

Последовательность проведения пневматических испытаний должна быть следующая (рисунок 5.4) [29]:

- подъем давления до испытания на прочность узла врезки,
- выдержка,
- снижение давления до проверки герметичности фланцевых и др. соединений,
- выдержка,
- выравнивание давления для последующей врезки.

Испытательное пневматическое давление при проверке на прочность узлов врезки выдерживают не менее 2 часов и вычисляют по формуле:

$$P_{\text{исп.пр.}} = 1,1 \cdot P_{\text{раб.}} = 1,1 \cdot 9,8 = 10,78 \text{ МПа} \quad (27)$$

где  $P_{\text{раб.}}$  – проектное давление газопровода, МПа.

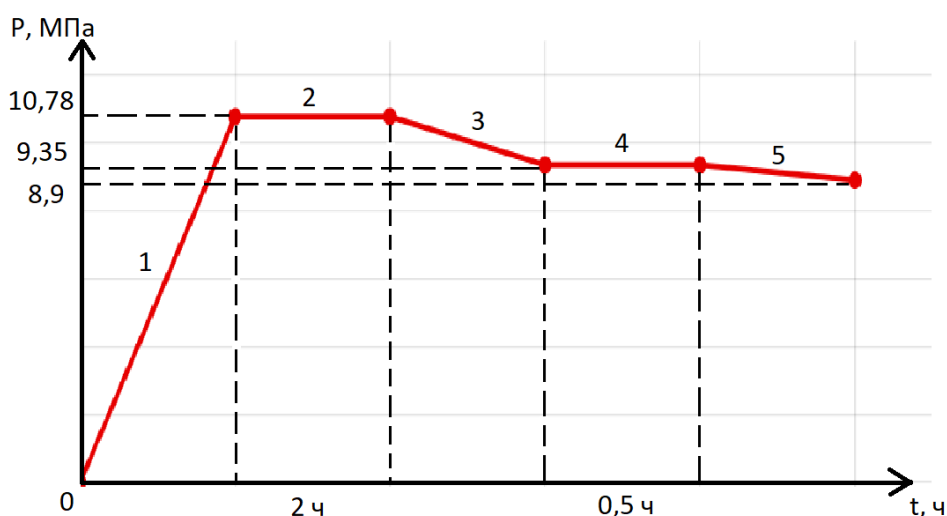
					Организация производства работ по врезке отвода под давлением	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Герметичность фланцевых соединений проверяют давлением. Продолжительность испытаний должна быть не менее 0,5 часа вычисляется по формуле:

$$P_{\text{исп.с.}} = 1,05 \cdot P_{\text{факт}} = 1,05 \cdot 8,9 = 9,35 \text{ МПа} \quad (28)$$

где  $P_{\text{факт}}$  – давление в трубопроводе на момент проверки, МПа.

При обнаружении утечек узел врезки подлежит ремонту и повторному испытанию на прочность и проверке на герметичность.



1 – подъем давления до испытательного на прочность узла врезки; 2 – выдержка; 3 – снижение давления до проверки герметичности фланцевых и др. соединений; 4 – выдержка; 5 – выравнивание давления для последующей врезки

Рисунок 5.4 – Последовательность проведения пневматических испытаний узла врезки

### 5.6 Монтажные работы на газопроводе под давлением

К монтажным работам узлов врезки допускается приступать после обустройства котлована, строительной площадки, подготовки и установки грузоподъемных механизмов и машин. Все элементы узлов врезки, подлежащие монтажу, должны находиться в зоне обслуживания грузоподъемных машин. Минимальное расстояние от основания откоса котлована до оси ближайших опор крана при ненасыпном грунте выбирается исходя из глубины котлована, грунта и равняется 4 метра [30].



При выполнении монтажных работ должны быть исключены неконтролируемые перемещения узлов врезки и соударения с газопроводом. Монтажные операции на расстоянии менее 0,5 м от газопровода должны производиться на минимальных скоростях грузоподъемных механизмов.

При установке на газопровод элементов тройника должен обеспечиваться визуальный контроль посадочного места. Монтаж оборудования для врезки производят только на приваренный разрезной тройник.

### **5.7 Заключительные работы**

При врезке газопровода-отвода заключительные работы включают:

- присоединение отвода через компенсатор,
- очистку и изоляцию трубы МГ, узла врезки и отвода,
- засыпку и обустройство ограждения крановых узлов.

Трубу под давлением вручную или пескоструйными устройствами очищают по всей длине участка газопровода в котловане от грунта, изоляции

Окончательную чистку поверхности трубы МГ, узла врезки и отвода производят вручную металлическими щетками или электроинструментом со щетками. Очищенная поверхность должна быть серого цвета с характерным металлическим блеском.

Для изоляции подземной части шарового крана и узла врезки, их поверхностей на расстоянии не менее 15 см над землей и отвода применяют изоляцию усиленного типа производства «СалаватСтройТэк» согласно реестру, разрешенных к применению на объектах «Газпром» изоляционных материалов.

После засыпки котлована производят обустройство наземных ограждений ТПА и узла врезки для того, чтобы исключить их повреждение.

### **5.8 Мероприятия по повышению качества работ врезки под давлением**

Одной из основных возникающих проблем при проведении работ по врезке под давлением является стружка, которая образовывается во внутрен-

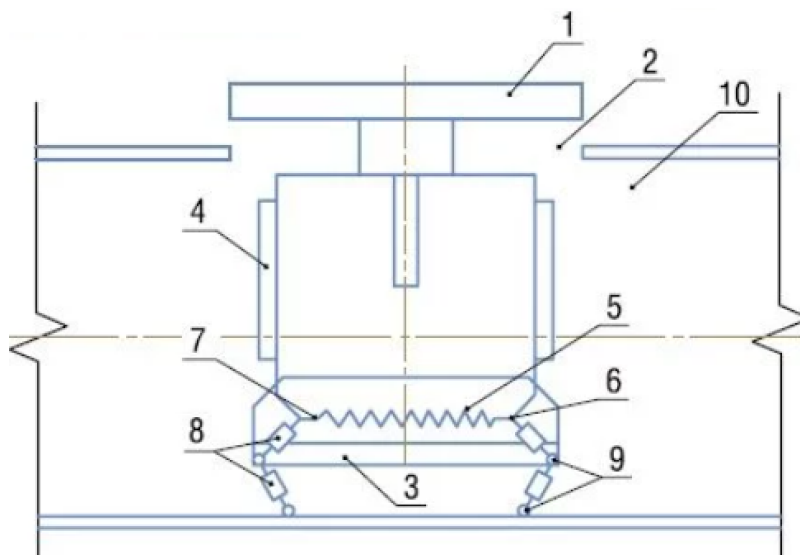
					<i>Организация производства работ по врезке отвода под давлением</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		65

ней полости трубопровода при резании. Из-за этого в последующем возникает проблема герметичности перекрытия ТПА, так как стружка может быть отнесена потоком среды в линейные краны.

Известны некоторые устройства для визуального осмотра и очистки внутренней полости трубопроводов, но они не применимы к трубопроводам с большим диаметром и высоким давлением. Очистка МГ с помощью магнитных скребков также ограничена и не позволяет удалять стружку непосредственно во время резки под давлением.

Рекомендуется использовать устройство для сбора стружки.

Принципиальная схема устройства показана на рисунке 5.5.

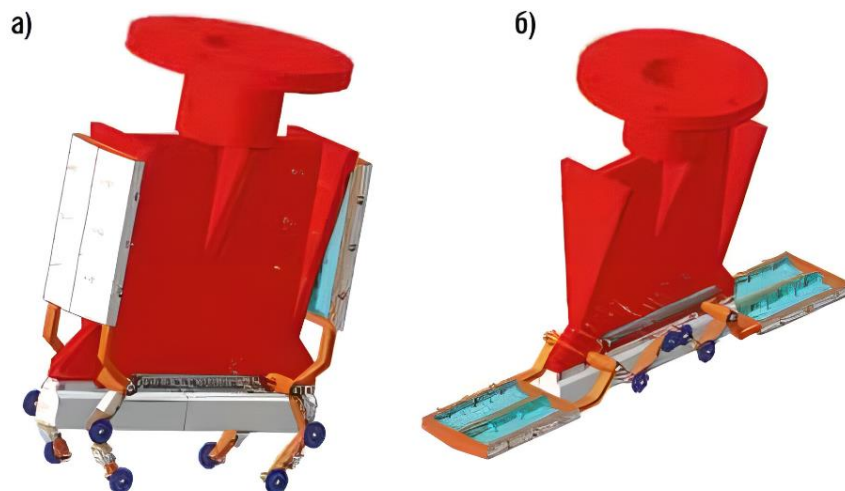


1 - крепеж к штоку машины для блокирования; 2 – отверстие в трубе; 3 - набор магнитов; 4 – боковые магниты; 5 – пружина; 6 – точка крепления боковых магнитов; 7 – точка крепления пружины к боковым магнитам; 8 – блок магнитов на лапах; 9 – ролики; 10 - трубопровод

Рисунок 5.5 – Принципиальная схема устройства

После вырезки темплета, устройство, изображенное на рисунке 5.6, монтируется на шток машины для резки, и находится в корпусе адаптера. Далее устройства опускается на дно трубы через ранее вырезанное отверстие. После того, как оно достигает нижней образующей трубопровода, раскрываются лапы, на которых с верхней и нижней сторон установлены самарий-кобальтовые магниты марки S30A. После сбора стружки во внутренней полости трубопровода шток с установленным на нем устройством возвращается обратно в

корпус машины для врезки. После всех операций устройство и машина демн-тируются [31].



а - в сложенном положении; б - в разложенном положении  
Рисунок 5.6 – Устройство для сбора стружки

## **6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Врезка отвода-газопровода в магистральный газопровод в Восточной Сибири может стать важным шагом в развитии газопроводной инфраструктуры в этом регионе.

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

1) потенциальные потребители результатов исследования;

Для правильного выбора технологии проведения врезки отвода в магистральный газопровод 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 установки отвода:

- холодная врезка,
- горячая врезка,
- 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 отвода.

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тударов А.А.</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>					68	102
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		

	Метод врезки отвода		
	Холодная врезка	Врезка с использованием муфты	Горячая врезка
Крупные			
Средние			
Мелкие			

- Газпром Трансгаз Томск	- Газпром Трансгаз Ухта	- Газпром Трансгаз Сургут
-----------------------------	----------------------------	------------------------------

Рисунок 6.1 – Карта сегментирования рынка услуг по проведению врезки отвода в МГ

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.

2) 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:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot Б_i \quad (30)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

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

$Б_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 6.1 – 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
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
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
Экономические критерии оценки эффективности							
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
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
Итого	1	78	76	65	4,59	4,49	3,83

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 отвода в магистральный газопровод.

### 3) 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 6.2– 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
Показатели оценки качества разработки					
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
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
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
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

Продолжение таблицы 6.2

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
Итого	1	1595	1800		0,853

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 85,3 \quad (31)$$

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%.

4) SWOT – анализ;

В таблице 6.3 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 6.3 – матрица SWOT

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



Продолжение таблицы 6.3

Возможности: В1. Увеличение поставок газа в азиатские страны; В2. Увеличение срока службы трубопровода; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Решение проблемы газификации в России		
Угрозы: У1. Использование импортных комплектующих; У2. Развитая конкуренция на рынке.		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этап, который должен помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	+	+	+	+	+
	В2	+	+	0	0	+
	В3	-	-	-	+	+
	В4	+	+	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	В1	+	-	-	+	-
	В2	+	+	-	+	
	В3	-	-	-	+	
	В4	+	-	-	+	
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	-	-	-	+	-
	У2	-	-	-	-	-
Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
	У1	+	-	-	+	-
	У2	+	-	-	+	

В таблице 6.5 представлена итоговая матрица SWOT–анализа.

Таблица 6.5 – итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения:</p> <p>С1. Повышения надежности поставок газа;</p> <p>С2. Экономическая эффективность;</p> <p>С3. Универсальность по отношению к характеристикам трубопровода;</p> <p>С4. Долгосрочное использование оборудования;</p> <p>С5. Устойчивость к механическим повреждениям</p>	<p>Слабые стороны технологического решения:</p> <p>Сл1. Дорогостоящее оборудование;</p> <p>Сл2. Проблемы безопасности сварочных работ;</p> <p>Сл3. Металлическая стружка от резьбы трубопровода;</p> <p>Сл4. Необходимость опытных и высококлассных специалистов.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Увеличение поставок газа в азиатские страны;</p> <p>В2. Увеличение срока службы трубопровода;</p> <p>В3. Уменьшение экологического ущерба;</p> <p>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>Угрозы:</p> <p>У1. Использование импортных комплектующих;</p> <p>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>

## 6.2 Планирование научно–исследовательских работ

### 5) 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 6.6 – перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
----------------	--------	------------------	-----------------------

Продолжение таблицы 6.6

Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
	2	Постановка цели и задач исследования	Руководитель, бакалавр
	3	Литературный обзор	Бакалавр
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

б) определение трудоемкости выполняемых работ;

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

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5} \quad (32)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (33)$$

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

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

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

7) разработка графика проведения научного исследования;

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (34)$$

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

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

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (35)$$

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

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

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

В 2023 году –  $T_{кал} = 365$  дней,  $T_{вых} = 104$  дней,  $T_{пр} = 14$  дней. Подставим численные значения в формулу (35).

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

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

Таблица 6.7 – временные показатели проведения научной разработки

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

На основе таблицы 6.7 строим план график, представленный в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – 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		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Продолжение таблицы 6.8

Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15																	
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Бакалавр	18																	
Исполнение теоретических расчетов и выводы по ним	Бакалавр	30																	
Оценка результатов исследования	Руководитель, Бакалавр	5																	
Составление пояснительной записки	Руководитель, Бакалавр	9																	



- Руководитель



- Бакалавр

### 6.3 Бюджет научно–технической разработки

8) расчет материальных затрат НТИ;

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

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i} \quad (36)$$

где  $k_M$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;  
 $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

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

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

Таблица 6.9 – материальные затраты

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
Программы Microsoft Office	шт.	3	1	5	1500	1500	1500	4500	1500	7500
Бумага для принтера	шт.	500	100	300	0,5	0,5	0,5	250	50	156
Электроэнергия	кВт/ч	250	200	270	4,5	4,5	4,5	1125	900	1215
Итого:								5875	2450	8871

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

Таблица 6.10 – 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	7000	7000
САПР SolidWorks	шт.	1	1	1	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Итого:								58000	36000	48000

10) 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:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (37)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (38)$$

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

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

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

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс} \quad (39)$$

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

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

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

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

Таблица 6.11 – 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

11) 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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (40)$$

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

Таблица 6.12 – расчет дополнительной заработной платы

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

12) отчисления во внебюджетные фонды;

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (41)$$

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

Таблица 6.13 – 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	

13) 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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (42)$$

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

14) формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.

Таблица 6.14 – расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	5875	2450	8871
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	58000	36000	48000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	87360		
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13104		
5. Отчисления во внебюджетные фонды	30139		
6. Накладные расходы	31116	27048	29996
7. Бюджет затрат НТИ	225594	200169	218590

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

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (43)$$

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).

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

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (44)$$

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

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 6.15 – 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 ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (44):

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

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

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

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

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

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (45)$$

Таблица 6.16 – 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.

### 6.5 Заключение по разделу

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

## 7 Социальная ответственность

В данной работе проводится обоснование технических решений по врезке отвода в действующий магистральный газопровод под давлением, проложенный на территории Восточной Сибири. Основным рабочим местом при производстве работ на открытом воздухе является участок газопровода, на котором проводится капитальный ремонт. Работы производятся в дневное время суток. Сам трубопровод проложен подземно. 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.

### 7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.);
- федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г;
- трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
- правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03;
- инструкции по технике безопасности предприятия;
- порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г;
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»;

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тударов А.А.			<b>Социальная ответственность</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					86	102
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

- санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г;
- закон о пожарной безопасности №б9-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.);
- пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992 г;
- правила пожарной безопасности РФ ППБ-01-93. МВД РФ 14.12.1993 г., дополнения к ним от 25.07.1995 г.

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. 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.

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

## 7.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при работах по врезке тройника в газопровод под давлением представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1. - опасные и вредные факторы при выполнении работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Опасные	Вредные	

Продолжение таблицы 7.1

Врезка отвода в МГ	<ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током,</li> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования,</li> <li>– оборудование и трубопроводы, работающие под давлением,</li> <li>– пожаро- и взрывоопасность.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу,</li> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны,</li> <li>– повышенный уровень шума,</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ul>	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
--------------------	---	---	--

В данном разделе рассмотрим по проведению работ по врезке тройника в газопровод под давлением, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, по снижению или устранению этих факторов. Перечислим эти факторы:

- 1) поражение электрическим током;

Для ремонта магистральных газопроводов, находящихся под давлением, методами врезки под давлением могут применяться сварочные выпрямители тиристорного типа. Сварочное оборудование, прошедшее аттестацию и рекомендованное к применению, приведено в [32] и может дополняться в соответствии с требованиями [33].

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер: установка оградительных устройств; изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом; защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов [34].

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.



Для защиты от поражения электрическим током необходимо использовать следующие СИЗ: диэлектрические перчатки и галоши (дежурные), диэлектрические коврики, изолирующие подставки.

Для защиты от электрической дуги и металлических искр при сварке необходимо использовать: защитные костюмы, защитные маски или очки и т.п. [35].

2) 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 оборудования, такие как: грузоподъемные краны, трубоукладчики, бульдозеры, 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. Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода изготовителя.

Во время нахождения людей в ремонтном котловане запрещается проводить на бровке работы, связанные с перемещением механизмов. Если в процессе работы в стенках траншеи появились трещины, грозящие обвалом, то рабочие должны незамедлительно покинуть ее, стенку с трещинами следует обрушить, грунт удалить и принять меры против дальнейшего обрушения грунта.

3) оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;

Высокое давление трубопровода представляет серьезную опасность для рабочего персонала при проведении таких работ, как: сварочно-монтажные работы, монтаж оборудования выполнения работ по врезке, испытание на прочность узла врезки и проверка герметичности соединений, операции по уста-

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

новке герметизирующей заглушки. 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 [36].

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.

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.

4) пожаро- и взрывоопасность;

Природные горючие газы по токсикологической характеристике относятся к веществам 4-го класса опасности по [37].

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами: технологическим, строительными, организационно техническими. Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы: повышенная температура воздуха или отдельных предметов, открытый огонь и искры, пониженное содержание кислорода в воздухе, взрывы, токсичные продукты сгорания, дым. Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов.

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

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (не менее двух Воздушно-пенных огнетушителей с массой (объемом) не менее 8 кг (10 л) каждый и ОП-50, лопаты, ёмкости с водой). В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь. Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов. Используют 2 пожарных автоцистерны АЦ 2,0- 40.

5) утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;

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.

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. Воздушная среда должна контролироваться: непосредственно перед началом работ, после каждого перерыва в работе, в течение всего времени выполнения работ с периодичностью, указанной в наряде-допуске, но не реже чем через каждый час, по первому требованию ответственного за выполнение работ, представителя. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) [38]:

- для метана (4-ый класс опасности) – 300 мг/м<sup>3</sup>,
- для одорантов, в основном применяют меркаптаны, в частности этил меркаптан (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.

- б) 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 °С 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°С и ниже и скорости ветра 6 м/с и более.

В зимнее время работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица [39].

- 7) повышенный уровень шума;

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 [40].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

При проведении электросварочных и газопламенных работ воздействующий шум не должен превышать значений, предусмотренных требованиями [41]. Уровень звукового давления не должен превышать 80 дБА.

### 7.3 Экологическая безопасность

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

#### 1) 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.

#### 2) защита литосферы;

Работы по врезке отвода под давлением оказывают влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного

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

покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растепляет многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров. При растеплении, происходит процесс эрозии. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

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

### 3) защита гидросферы.

Помимо того, что болотные массивы представляют собой весьма динамичные образования их возникновение и развитие тесно связаны с окружающей средой, то есть это водные объекты, через которые зачастую и происходит загрязнение окружающей природой среды. Сами болотные массивы выступают в роли запасов ценного сырья биогенного происхождения, которое используется для топлива, удобрений, некоторых строительных материалов, химической переработки и прочее. Поэтому не допускается сливать в болота и прилегающие к ним реки, озера и водоёмы воду, вытесненную из трубопровода, без предварительной её очистки.

## 7.4 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

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

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.

На всем протяжении работ назначается ответственное лицо в роли дежурного наблюдателя. 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.).

### **7.5 Заключение по разделу**

Врезка отвода 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 и опасных 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>		95

## **Заключение**

В работе предусмотрена врезка отвода в МГ на участке «Чаянда– Ленск» и приведение этого участка требованиям, отвечающим действующим нормативным документам для дальнейшей безаварийной эксплуатации газопровода.

В разделе № 1 приведена характеристика существующего МГ и основные объекты участка.

В разделе № 2 приведены технологические решения врезки отвода и специальное оборудование, а также основные преимущества и недостатки технологии врезки под давлением.

В расчетной части работы произведен расчет толщины стенки трубы, проверка трубопровода на прочность и недопустимые напряжения и деформации. Также произведен прочностной расчет в САПР. Обоснование использования технологии врезки под давлением.

В части организации производства работ поэтапно приведен технологический процесс работ по врезке отвода в МГ.

Раздел социальной ответственности проекта содержит мероприятия по охране труда, технике безопасности, сохранности окружающей среды, предотвращению пожаров и взрывов, охране растительного и животного мира, а также предотвращению чрезвычайных ситуаций при производстве работ.

Организационно-экономическая часть работы содержит обоснование выбранной технологии и расчеты для проведения научного исследования.

В работе представлены и проанализированы методы проведения работ по врезке отвода в МГ. Были использованы современные материалы, приборы, оборудование и техника.

					<b>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тударов А.А.			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					96	102
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		



## Список используемых источников

1. Россия в 2022 году увеличила потребление газа на 3% // Интерфакс. - 2023. - С. 1-3.
2. Митрова Т., Грушевенко Т. Мировой рынок нефти и газа. Прогноз до 2040 г. // Neftegaz.RU. - 2015. - №6.
3. Строкова Л.А., Ермолаева А.В. Природные особенности строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» на участке Чаяндинского НГКМ – Ленск // Известия Томского политехнического университета. - 2015. - №4. - С. 41-55.
4. СТО Газпром 2-2.3-116-2007. Правила производства работ на газопроводах врезкой под давлением.
5. Оборудование для врезки и перекрытия, тройники разрезные, нестандартное ремонтное оборудование // Интрафит URL: <https://sc-intra.ru/upload/iblock/3ae/3aeaab50e0475a7a2a92401ab7c43a79.pdf>.
6. Российское технологическое оборудование для проведения аварийных, ремонтных и монтажных работ на трубопроводах, без снижения рабочего давления и прекращения снабжения потребителей // СтопТрон URL: [http://stoptron.ru/sites/default/files/Каталог%20СтопТрон%20%283%2C05%20мб%29\\_1.pdf](http://stoptron.ru/sites/default/files/Каталог%20СтопТрон%20%283%2C05%20мб%29_1.pdf).
7. Крылов П.В. Разработка методов усовершенствования поточного производства капитального ремонта магистральных газопроводов: дис. Канд. техн. наук/ Крылов П.В.; Управление по транспортировке газа и газового конденсата ОАО «Газпром» и ДОО «Оргэнергогаз» – Москва, 2007, – 353 с.
8. Шарнина Г.С. Замена дефектных участков: оценка экономической эффективности применения технологии для выполнения врезок и перекрытия сечения трубопровода под давлением // Neftegaz.RU. - 2022. - №3.

					<b>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</b>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Тударов А.А.			<b>Список используемых источников</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Гончаров Н.В.					97	102
<i>Рук-ль ООП</i>		Чухарева Н.В.				Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92		

9. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Свод правил: дата введения 2013-07-01.

10. Шафиков Р.Р. Экономическая эффективность применения методов ремонта газопроводов без остановки перекачки газа потребителю // Территория Нефтегаз. – 2019.

11. ТУ 14-3Р-1270-2009. Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические условия.

12. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия: дата введения 1987-01-01.

13. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром»: дата введения 2005-11-01.

14. СП 104-34-96. Производство земляных работ. Свод правил: дата введения 1996-10-01.

15. Бульдозер ЧТЗ Б10М // ПромМаш URL: <https://prommh.com/b10m-chtz-traktor-b10m>.

16. Гидравлический экскаватор серия ZAXIS-3 // Hitachi URL: <https://dcs-rent.ru/wp-content/uploads/2016/08/Gusenichnyj-eksavator-Hitachi-330.pdf>.

17. Трубоукладчик серии D355 // Komatsu URL: [https://www.komatsu.ru/upload/iblock/f42/D355C\\_3DA-\\_hydraulic-winch\\_2020.pdf](https://www.komatsu.ru/upload/iblock/f42/D355C_3DA-_hydraulic-winch_2020.pdf).

18. ВСН 012-88. Контроль качества и приёмка работ. Часть I: дата введения 1989-01-01.

19. ГОСТ 28702-90. Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования: дата введения 1992-01-01.

20. Дефектоскоп УИУ «СКАНЕР» модель «СКАРУЧ» // Алтес URL: [http://scaruch.ultes.info/produkcija/defektoskop/uiu\\_skaruch](http://scaruch.ultes.info/produkcija/defektoskop/uiu_skaruch).

21. ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств: дата введения 1966-03-03.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

22. Универсальные источники для сварки газонефтепроводов и других ответственных конструкций // УралСвар URL: [https://uralsvar.nt-rt.ru/images/manuals/vdu\\_mt.pdf](https://uralsvar.nt-rt.ru/images/manuals/vdu_mt.pdf).

23. ГОСТ 9467-75. Электроды, покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы: дата введения 1975-03-27.

24. СТО Газпром 2-2.4-083-2006. Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов.

25. Комплект ВИК "Газпром" // Эксперт URL: <https://ntcexpert.ru/vic/1327-komplekt-vik-gazprom>.

26. ГОСТ 18442. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования: дата введения 1981-06-30.

27. ГОСТ 21105. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Общие требования: дата введения 1988-01-01.

28. Краны шаровые для природного газа // ТяжПромАрматура URL: <http://aztpa.ru/upload/uf/047/0479cb1924eeaf2a4f3844e601044890.pdf>.

29. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях.

30. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов.

31. Шарнина Г.С., Кожаева К.В. Врезки и перекрытия: повышение надежности работ на магистральных трубопроводах под давлением // Neftegaz.RU. - 2021. - №3.

32. Р Газпром 2-2.3-961-2015. Номенклатура товаров и перечень документов по стандартизации, устанавливающих требования к ним, по направлению «Оборудование, инструменты и материалы для врезки под давлением».

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

33. СТО Газпром 2-2.2-136. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть I.

34. ГОСТ 12.1.013-78. Строительство. Электробезопасность. Общие требования: дата введения 1980-01-01.

35. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Общие требования: дата введения 1982-07-01.

36. ГОСТ 12.2.007.0-75. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности: дата введения 1978-01-01.

37. ГОСТ 12.1.007. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 1977-01-01.

38. ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления: дата введения 1992-01-01.

39. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

40. ГОСТ 12.4.051-87. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний: дата введения 1988-06-30.

41. ГОСТ 12.1.003. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 1984-07-01.

					<i>Список используемых источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		100

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Таблица А.1 – конструктивное исполнение узла врезки

Соотношение напряжений $\sigma_{кц}/\sigma_T$	Тип конструктивного исполнения узла врезки при соотношении $d_H/D_H$	
	До 0,3 включительно	Свыше 0,3
До 20% включительно	Отводной патрубков с накладкой (I), отводной патрубков усиленный, без накладки (Ia), фланцевый отводной патрубков с накладкой и боковым ответвлением (Ib)	Отводной патрубков с накладкой (I), муфта с отводным патрубком (II)
Свыше 20% до 50% включительно	Отводной патрубков с накладкой (I), отводной патрубков усиленный, без накладки (Ia), фланцевый отводной патрубков с накладкой и боковым ответвлением (Ib), муфта с отводным патрубком (II)	Муфта с отводным патрубком (II), тройник (III, IV, IVa, V)
Свыше 50%	Муфта с отводным патрубком (II), тройник (III, IV, IVa, V)	Тройник (III, IV, IVa, V)

<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.		Тударов А.А.		
Руковод.		Гончаров Н.В.		
Рук-ль ООП		Чухарева Н.В.		
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b>			Лит.	Лист
				101
			Листов 102	
Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92				

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Таблица Б.1 – режимы ручной дуговой сварки

Слои шва	Диаметр электрода, мм	Сварочный ток, А, положение при сварке			
		нижнее	вертикальное	потолочное	
Наплавочные на поверхность действующего газопровода	3,0–3,25	90–120	90–110	90–110	
Корневой (для стыковых), первый (для угловых)	3,0–3,25	90–120	90–110	80–110	
Заполняющие	3,0–3,25	90-120	90-110	80-110	
	Первые	3,25	100-120	90-110	80-110
	Последующие	4,0	130-180	110-170	110-150
Облицовочные	3,25	100-120	90-110	80-110	
	4,0	130-170	110-170	110-150	

					<i>Организация производства работ по врезке отвода в действующий магистральный газопровод</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тударов А.А.</i>			<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Гончаров Н.В.</i>					102	102
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Чухарева Н.В.</i>				<i>Отделение нефтегазового дела Группа 2Б92</i>		