

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»  
 Отделение школы (НОЦ) отделение нефтегазового дела (ОНД)

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности и безопасности объектов линейной части участка магистрального газопровода «Сила Сибири»

УДК 622.691.4.053-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Плужнова Арина Юрьевна		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., профессор		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.филолог.н., доцент		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина А.В.	д.т.н., доцент		

Томск – 2022 г.

**Результаты обучения**  
 по Основной образовательной программе подготовки магистров  
 по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**  
 профиль подготовки **«Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
<b>УК(У)-2</b>	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
<b>УК(У)-3</b>	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
<b>УК(У)-4</b>	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
<b>УК(У)-5</b>	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
<b>УК(У)-6</b>	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области трубопроводного транспорта углеводородов

<b>ПК(У)-2</b>	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в трубопроводном транспорте нефти и газа
<b>ПК(У)-3</b>	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов
<b>ПК(У)-4</b>	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
<b>ПК(У)-5</b>	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности
<b>ПК(У)-6</b>	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
<b>ПК(У)-7</b>	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Шадрина А.В.  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

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

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
---

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ01	Плужновой Арине Юрьевне

Тема работы:

<b>Повышение эффективности и безопасности объектов линейной части участка магистрального газопровода «Сила Сибири»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-42/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является участок магистрального газопровода «Сила Сибири» – «Белогорск-Благовещенск» диаметром 1420 мм, рабочим давлением 9,8 и 11,8 МПа, из стали к65. Дооборудование байпасной линии кранового узла для подключения мобильной компрессорной станции.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Анализ направлений повышения эффективности и причин аварий на магистральных газопроводах. Физико-географическая характеристика участка трассы газопровода. Анализ опасных геологических процессов, свойственных данному участку. Анализ применения мобильных компрессорных станций для перекачки газа из ремонтируемого участка в действующий. Подбор оборудования для байпасной линии линейного крана с целью минимизации отказов для повышения эффективности на основе имеющихся данных. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема участка магистрального газопровода «Сила Сибири» – «Белогорск – Благовещенск»</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Доцент отделения иностранных языков, д.ф.н. Айкина Т.Ю.</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Feasibility assessment of the mobile compressor station on the pipeline “Power of Siberia”</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>14.03.2022</p>
--	-------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент ОНД ИШПР</p>	<p>Антропова Наталья Алексеевна</p>	<p>к.г.-м.н, доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ01</p>	<p>Плужнова Арина Юрьевна</p>		

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

Школа	<u>Инженерная школа природных ресурсов</u>
Направление подготовки (специальность)	<u>21.04.01 Нефтегазовое дело</u>
Уровень образования	<u>Высшее образование</u>
Отделение школы (НОЦ)	<u>Отделение нефтегазового дела</u>
Период выполнения	<u>Весенний семестр 2021 /2022 учебного года</u>

Форма представления работы:

<b>Магистерская диссертация</b>
---------------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.03.2022	<i>Анализ аварий на магистральных газопроводах и характеристика участка трассы магистрального газопровода</i>	20
30.04.2022	<i>Анализ опасных геологических процессов и их воздействие на участок трассы газопровода</i>	10
15.05.2022	<i>Анализ применения мобильных компрессорных станций при ремонте магистральных газопроводов и рассматриваемого участка</i>	20
05.06.2022	<i>Подбор оборудования для байпасной линии линейного крана с целью минимизации отказов</i>	20
20.06.2022	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.06.2022	<i>Социальная ответственность</i>	10
18.06.2022	<i>Иностранный язык</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Шадрина Анастасия Викторовна	д.т.н., доцент		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ01		<b>ФИО</b> Плужнова Арина Юрьевна	
<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 Нефтегазовое дело: надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

Тема ВКР:

<b>Повышение эффективности и безопасности объектов линейной части участка магистрального газопровода «Сила Сибири»</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><b>Объект исследования:</b> мобильная компрессорная станция при ремонте участка магистрального газопровода.</p> <p><b>Область применения:</b> капитальный ремонт магистральных газопроводов.</p> <p><b>Рабочая зона:</b> полевые условия.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</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>	<p>Основные нормативные документы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);</li> <li>2. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 528 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ;</li> <li>3. РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p>Производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Превышение уровня шума;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды;</li> <li>– Неудовлетворительные метрологические условия на рабочем месте;</li> <li>– Укусы животных и насекомых;</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;</li> <li>– Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</li> <li>– Электрический ток;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов</li> <li>– Взрывопожароопасность.</li> </ul> <p>Используемые средства индивидуальной и коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальная одежда из антистатических материалов;</li> <li>– специальная обувь, исключаящая искрообразование;</li> <li>– каска с подбородочным ремнём;</li> <li>– перчатки х/б, рукавицы;</li> <li>– очки защитные;</li> <li>– наушники противoshумные;</li> <li>– устройства контроля и сигнализации.</li> </ul> <p><b>Расчет:</b> В работе произведен расчет выбросов природного газа при нарушении целостности трубопровода и при проведении ремонтных работ.</p>
--	--

<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> объект исследования удален от селитебной зоны.</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> повреждение почвенно-растительного покрова, загрязнение почвы отходами производства и мусором.</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водных объектов отходами производства и мусором.</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выброс природного газа.</p>
---	---

<b>4. Безопасность в чрезвычайных при эксплуатации</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b> выброс природного газа в атмосферу, взрыв природного газа, наводнения, лесные пожары, оползни.</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> выбросы природного газа.</p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Плужнова Арина Юрьевна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ01	Плужнова Арина Юрьевна

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение мероприятия по дооборудованию байпасной линии кранового узла участка магистрального газопровода «Сила Сибири»
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СТО Газпром 2-2.3-231-2008
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской в ред. от 28.05.2022

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности дооборудования кранового узла участка магистрального газопровода «Сила Сибири»
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении дооборудования кранового узла
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности мероприятия по дооборудованию кранового узла участка магистрального газопровода «Сила Сибири»

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ01	Плужнова А.Ю.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 96 с., 12 рис., 26 табл., 62 источника, 3 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, опасный геологический процесс, мобильная компрессорная станция, заболачивание, коррозия.

Объектом исследования является участок магистрального газопровода «Сила Сибири» - «Белогорск-Благовещенск».

Цель работы повышение эффективности эксплуатации линейной части участка магистрального газопровода «Сила Сибири» в период проведения ремонтных работ путем дооборудования кранового узла.

В процессе исследования проводился анализ причин аварий на магистральных газопроводах, опасных геологических процессов, присущих району заложения участка газопровода, а также их воздействие на линейную часть магистрального газопровода. Был проведен анализ применения мобильных компрессорных станций для перекачки газа из ремонтируемого участка в действующий.

В результате исследования осуществлен подбор оборудования для байпасной линии линейного крана с целью минимизации отказов для повышения эффективности на основе имеющихся данных о газопроводе. А также, рассчитаны затраты на проведение огневых работ по врезке этого оборудования.

## **Список сокращений**

В выпускной квалификационной работе были применены следующие сокращения:

МГ – магистральный газопровод;

ЛЧМГ – линейная часть магистрального газопровода;

ОГП – опасный геологический процесс;

КРН – коррозионное растрескивание под напряжением;

КС – компрессорная станция;

МКУ – мобильная компрессорная установка;

МКС – мобильная компрессорная станция;

КУ – крановый узел;

КЗОУ – камера запуска очистного устройства;

КПОУ – камера приема очистного устройства;

ПАРМ – передвижная авторемонтная мастерская;

ПЖМ – передвижной жилой модуль;

СТН – собственные технологические нужды;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

УГР – участок газопровода ремонтируемый;

УГД – участок газопровода действующий.

## Оглавление

<b>Обзор литературы</b> .....	14
<b>Введение</b> .....	16
<b>1 Аварии на магистральных газопроводах (МГ)</b> .....	18
1.1 Основные направления повышения эффективности и безопасности работы объектов ЛЧМГ .....	18
1.2 Анализ причин аварийных ситуаций газопроводов .....	19
<b>2 Характеристика участка МГ и района его расположения</b> .....	23
2.1 Характеристика трассы участка газопровода .....	23
2.2 Перечень сооружений рассматриваемой ЛЧМГ .....	25
2.3 Характеристика района расположения объекта .....	26
<b>3 Виды ОГП и их воздействие на участок ЛЧМГ</b> .....	33
3.1 Виды ОГП на рассматриваемом участке .....	33
3.2 Воздействие ОГП на техническое состояние ЛЧМГ .....	37
3.3 Статистика отказов на ЛЧМГ под воздействием ОГП .....	42
<b>4 Оценка возможности применения мобильной компрессорной станции на МГ «Сила Сибири»</b> .....	44
4.1 Анализ способов откачки газа из отключенного участка МГ .....	44
4.2 Состав и характеристики МКС .....	46
4.3 Технология проведения работ .....	50
4.3.1 Подключение байпасной линии линейного крана.....	50
4.3.2 Рабочая часть проекта производства работ.....	52
<b>5 Расчетная часть</b> .....	58
5.1 Расчет тройника и отвода на прочность и толщину стенки .....	58
5.2 Расчет газопровода на прочность и устойчивость.....	65
5.3 Расчет размера дефекта и критического давления МГ .....	75
<b>6 Социальная ответственность</b> .....	79
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
6.2 Производственная безопасность .....	81
6.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению .....	82
6.4 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	86
6.6 Безопасность при чрезвычайных ситуациях .....	92
Заключение.....	94
<b>7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> .....	96
7.1 Разработка графика проведения научного исследования .....	96

7.2 Перечень работ по дооборудованию байпасной линии крана .....	99
7.3 Расчет амортизационных отчислений .....	101
7.4 Расчет стоимости материалов для работ по дооборудованию кранового узла .....	102
7.5 Расчет заработной платы.....	104
7.6 Расчет страховых взносов .....	106
7.7 Затраты на дооборудование байпасной линии кранового узла.....	107
<b>Заключение .....</b>	<b>109</b>
<b>Список использованных источников .....</b>	<b>111</b>
Приложение А.....	118
Приложение Б.....	119
Приложение В .....	121

## Обзор литературы

Исследования [23] показали, что магистральные газопроводы, проложенные в обводненной зоне – болотах, подводных переходах, близ уровня подземных вод подлежат коррозионному растрескиванию под напряжением и общей коррозии. И в среднем, магистральный газопровод подвергается капитальному ремонту как минимум два раза за предполагаемый срок эксплуатации. Кроме того в статье [22] приводится статистика, которая показала, что неблагоприятные природные условия, такие как заболачивание, эрозия различных видов более чем в 50% случаев отказов из-за коррозии, 40% случаев из-за строительных дефектов – являются фоном для развития такого рода дефектов.

Коррозионное растрескивание под напряжением трубопроводов является основой для проведения такого метода ремонта, как замена участка, а при увеличении площади распространения такого дефекта и капитальному ремонту [62].

Повышение эффективности эксплуатации трубопроводов подразумевают под собой высокую производительность объектов транспорта газа и экологическую безопасность [1]. Снижение потерь газа при выводе участка магистрального газопровода в ремонт является одним из направлений реализации экологической политики ПАО «Газпром» и Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «Газпром» на 2011–2020 годы [61].

В связи с этим на данный момент в обществе используются мобильные компрессорные станции, которые являются удобными в доставке на место и могут использоваться на участке, не смежных с компрессорными станциями и не подключенных к газораспределительным станциям [26,28]. Такая технология уже широко распространена по всему миру, имеет иностранные и российские аналоги [27,36].

В 2016 году ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был подготовлен межгосударственный стандарт «Мобильная компрессорная станция.

Технические требования», в котором были унифицированы технические требования к МКС, их контролю и испытаниям, а также рекомендованы оптимальные значения технических характеристик МКС, позволяющие повысить эффективность их использования с уменьшением продолжительности работ по перекачке газа из отсеченных участков магистральных газопроводов [29,34]. Однако, вопрос подбора характеристик для МКС не был раскрыт [34].

Кроме того, магистральный газопровод «Сила Сибири» обладает большим экономическим потенциалом, поставляя газ из российских месторождений в Китай. При строительстве МГ были использованы инновационные и высоконадежные, и сам газопровод является достаточно новым (введен в эксплуатацию в 2019 году) [8], поэтому данных об отказах на данный момент нет.

С целью повышения эффективности МГ «Сила Сибири» в дальнейшем при замене участков [33] или капитальном ремонте и применении МКС, в магистерской диссертации подобраны элементы для дооборудования кранового узла [30].

## **Введение**

По данным ПАО «Газпром» за 1990-2017 год статистика отказов на линейной части магистральных газопроводов (МГ) свидетельствует о том, что около 40% из них произошли по причине прямого и косвенного влияния опасных геологических процессов (ОГП).

Магистральный газопровод ПАО «Газпром» «Сила Сибири» является протяженным объектом транспортировки газа, трасса которого пролегает в сложных природно-климатических условиях. В зонах влияния этих условий происходят такие процессы, как заболачивание и повышение обводненности местности, овражно-балочная эрозия, оползни. Все перечисленное приводит к возникновению опасных геологических процессов и, таким образом, обуславливает дополнительные внешние нагрузки на трубопровод и ускоренное протекание коррозии, которые, в свою очередь, способны привести к разрушению объектов линейной части трубопровода и возникновению аварийной ситуации.

Срок эксплуатации магистральных газопроводов составляет несколько десятков лет. А под воздействием ОГП сокращается в среднем до 10-20 лет. В зоне воздействия ОГП имеют место такие причины аварий и отказов, как наружная коррозия (58%), в том числе коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). Поэтому за время эксплуатации требуется плановое обслуживание газопровода и проведение капитального ремонта с заменой труб.

В связи с этим, в рамках магистерской диссертации будет предложен метод по повышению эффективности и безопасности рассматриваемого участка магистрального газопровода путем снижения потерь газа при ремонтных работах. Для решения данной проблемы в ПАО «Газпром» широко применяется технология, основанная на применении мобильных

компрессорных станций (МКС), которые, по данным ПАО «Газпром», позволяют ежегодно сохранять более 700 млн м<sup>3</sup> газа.

Цель работы: повышение эффективности эксплуатации линейной части участка магистрального газопровода «Сила Сибири» в период проведения ремонтных работ путем дооборудования кранового узла.

Для достижения цели, в ходе работы необходимо выполнить следующие задачи:

- аналитический обзор нормативно-технической документации и научных трудов по проблеме исследования;
- оценка опасных геологических процессов на территории пролегания трассы газопровода;
- анализ технологии проведения работ по перекачки газа с помощью МКС и разработка предложения по повышению эффективности ее использования;
- проведение расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода;
- проведение расчета прочности и толщины стенок тройника и гнутого отвода.

Объектом исследования в представленной работе является участок трубопровода «Сила Сибири», предметом – технология применения МКС при проведении ремонтных работ, путем анализа доступной документации ПАО «Газпром» и научных работ.

Результаты исследования и разработанные мероприятия, представленные в данной работе, могут помочь в дальнейшей эксплуатации участка трубопровода с минимизацией потерь газа, связанных с проведением ремонтных работ, и с экономией времени и денежных средств, которые уходят на монтаж и демонтаж оборудования МКС.

## **1 Аварии на магистральных газопроводах (МГ)**

### **1.1 Основные направления повышения эффективности и безопасности работы объектов ЛЧМГ**

Под эффективной работой подразумевается экологически безопасная эксплуатация и высокопроизводительное функционирование объектов линейной части магистрального газопровода. Общая безопасность систем трубопроводного транспорта нефти и газа зависит в немалой степени от работоспособности объектов их инфраструктуры. То есть, эффективность функционирования газотранспортной системы определяется минимизацией эксплуатационных затрат, включая затраты и простои на выполнение аварийно-восстановительных работ, оптимизацией капитальных вложений.

Эти факторы развития определяются как общим уровнем технического прогресса, так и научно-техническими достижениями, внедрение которых позволит обеспечить высокую конкурентоспособность и бесперебойную подачу газа потребителям.

Основные направления научно-технического и инновационного развития газотранспортной системы ПАО «Газпром», которые позволят обеспечить высокую эффективность и безопасность функционирования газотранспортной системы [1]:

- Повышение энергоэффективности и решение вопросов энергосбережения;
- Совершенствование системы управления техническим состоянием и целостностью;
- Новые методы и средства диагностики;
- Совершенствование методов технического обслуживания и технологий ремонта;
- Развитие технологий, техники и организации строительства.

К решению вопроса энергосбережения и совершенствованию технологий ремонта, в том числе, относится использование технологии

выработки газа из отключенного ремонтируемого участка с помощью мобильных компрессорных станций (установок)

## 1.2 Анализ причин аварийных ситуаций газопроводов

Российская газопроводная система является одной из крупнейших в мире, в 2012 г. протяженность линейной части магистральных газопроводов составляла более 175 тыс. км. В настоящее время на территории Российской Федерации реализуется ряд крупнейших газотранспортных проектов («Северный поток», «Сахалин I», «Сахалин II», «Сила Сибири» и другие), включающих многие километры новых магистральных газопроводов [2].



Рисунок 1 – Суммарное распределение причин аварий на магистральных газопроводах по данным Ростехнадзора на 2005 – 2017 годы [5]

Из вышеприведенных данных видно, что наибольшее число аварий на линейной части МГ происходило вследствие наружной и внутренней

коррозии (48 %), брака строительно-монтажных работ (22 %) и механических повреждений (15 %).

Эксплуатация магистральных газопроводов сопряжена с работой в сложных динамических, инженерно-геологических, природно-климатических условиях, нередко приводящих к авариям. Так, по обобщенным данным научных и технологических исследований и по официальным данным ПАО «Газпром» на 2017 год, 42 % всех аварий на линейной части магистральных газопроводов обусловлено прямым или косвенным воздействием природных факторов. В том числе 16 % обусловлено внешней общей коррозией, 12 % – экзогенными процессами, 3 % – в результате изменений геокриологических условий, 13 % – стресс-коррозионными явлениями, 1 % – другими естественными факторами [3].

Анализ результатов технических расследований причин аварий показывает, что основными причинами аварий за 2018 год явились [5]:

- внутренние опасные факторы, связанные с разгерметизацией и разрушением технических устройств, — 10 случаев (84 % от общего числа аварий);
- внешние факторы, связанные с повреждением трубопровода при проведении работ в охранной зоне, — 1 случай (8 %);
- чрезвычайная ситуация природного характера — 1 случай (8 %).

Эксплуатационная надежность трубопровода, от которой зависит его безаварийная работа, определяется силовыми факторами, свойствами материала труб, влиянием коррозионно-активных сред, колебаний температуры, рабочих нагрузок и напряжений.

Результаты исследований аварийных ситуаций показывают, что к разрушению трубы приводит совокупность причин. В результате циклических напряжений, созданных опасными геологическими процессами, перепадами температуры окружающей среды и колебаниями рабочего давления за время эксплуатации трубопровода, около дефектов накапливаются повреждения, которые приводят к образованию трещин.

Установлено, что при эксплуатации нефтегазопроводов грунты служат одновременно и основанием, и их средой функционирования. Недостаточный учет взаимовлияния грунта и трубопровода вызывает технологические трудности при эксплуатации и ремонте трубопроводов, обуславливает наличие отказов и аварий [4].

При эксплуатации газопроводов, проложенных по территории с распространением многолетнемерзлых пород в специфических гидрогеологических и геологических условиях, технологические элементы взаимодействуют с природной средой и с мерзлыми грунтами в том числе. Этот процесс может вызвать активизацию опасных природных и геологических процессов, которые оказывают негативное влияние на состояние трубопроводов и могут привести к авариям и отказам.

Для магистральных газопроводов основными причинами аварий являются [4]:

- Образование гофры и разрыв по телу трубы;
- Трещина по поперечному шву с выходом на металл трубы;
- Свищ в теле трубы от механических повреждений;
- Повреждение трубы на подземном участке гусеничной техникой.

Необходимо отметить четко прослеживаемую зависимость частоты возникновения аварий на линейной части газопровода от срока его эксплуатации. В том числе с разбивкой по различным диаметрам (таблица 1).

Таблица 1 - Распределение аварий (в процентах от общего их числа) для газопроводов разных диаметров в зависимости от срока их эксплуатации

Диаметр газопровода, мм	Всего аварий	В том числе по срокам эксплуатации, %				
		менее 3 лет	3 – 8 лет	8 – 13 лет	13 – 20 лет	более 20 лет
1420	100%	33,3	44,4	16,7	2,8	2,8
1220	100%	7,8	17,2	46,9	26,6	1,5
1020	100%	6,6	21,0	43,4	22,4	6,6
820	100%	6,7	0	10	40	43,3

720	100%	21	21	16,1	9,7	32,2
529	100%	26,4	14,5	26,4	30,9	21,8
Менее 500	100%	17,3	21	14,8	17,3	29,6

На основании статистических данных таблицы, можно сделать вывод, что на трубопроводах диаметром 1020-1420 мм, наиболее часто аварии происходят через 3-8 лет их эксплуатации.

Проявление аварийности на магистральных газопроводах, представляющих протяженные линейные сооружения, носит ярко выраженный территориальный характер. Региональное проявление аварийности связано с различием в разных регионах инженерно-геологических особенностей трасс, состоянием сети дорог, общим уровнем промышленного и сельскохозяйственного развития и прочего [6].

Региональный характер проявления аварийности, помимо общих технологических причин и антропогенного влияния, определяется сложными геодинамическими процессами в верхнем слое земной коры.

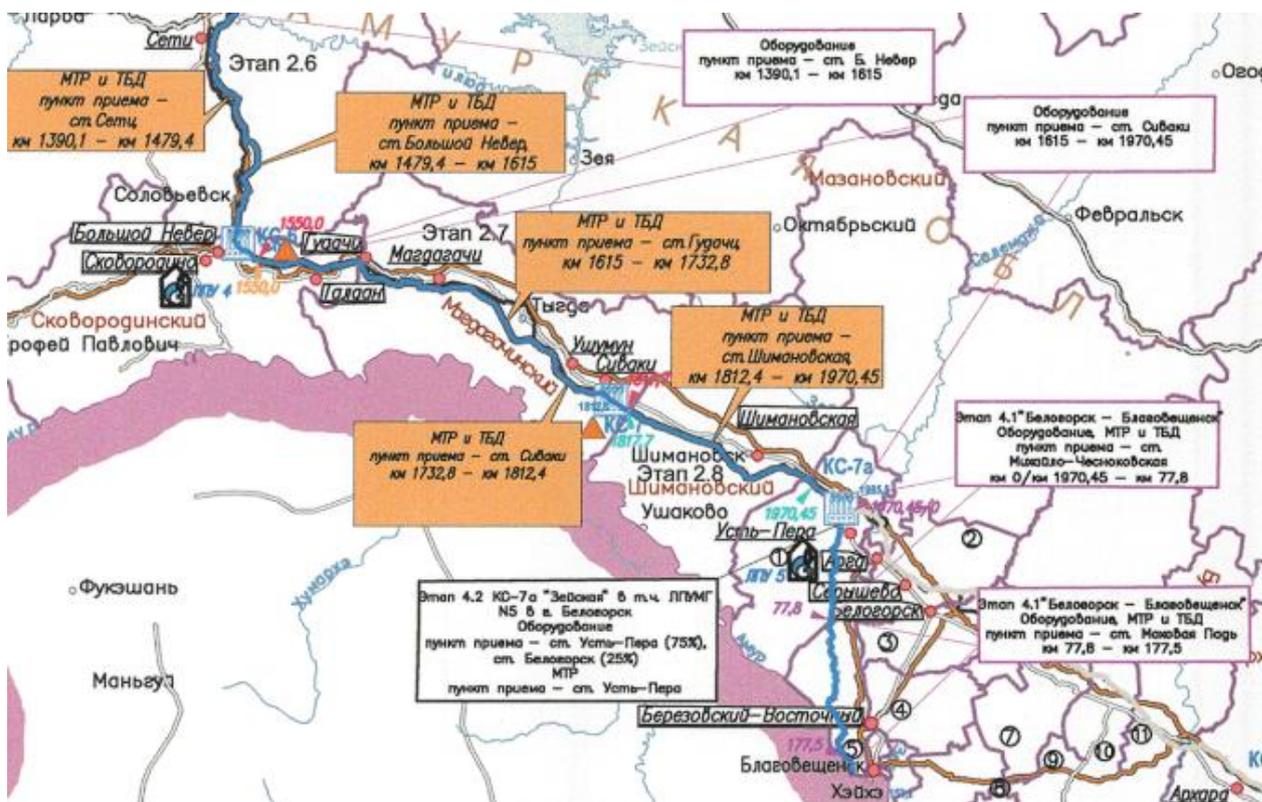
В данной главе рассмотрены основные направления повышения эффективности, соответствующие экологической и ресурсосберегающей политике ПАО «Газпром». А также, рассмотрены причины аварий на магистральных газопроводах. Была обнаружена зависимость частоты аварий от диаметра МГ и срока эксплуатации. Установлено, что для трубопроводов номинальным диаметром более 1020 мм, частота аварийности имеет наивысший показатель на 3-8 году эксплуатации.

## **2 Характеристика участка МГ и района его расположения**

### **2.1 Характеристика трассы участка газопровода**

Участок «Белогорск – Благовещенск» является участком магистрального газопровода «Сила Сибири» (рисунок 2). В настоящее время, «Сила Сибири» («восточный» маршрут) транспортирует газ с Чаяндинского месторождения — базового для Якутского центра газодобычи — российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай. В конце 2022 года подача газа в «Силу Сибири» начнется еще с одного месторождения — Ковыктинского, на основе которого формируется Иркутский центр газодобычи. Трасса газопровода проходит по территориям трех субъектов РФ: Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Амурской области [8].

Участок трассы газопровода «Белогорск – Благовещенск» является продолжением и стыкуется с участком «КС 7 «Сивакинская – Белогорск» и берет свое начало от условной границы проектирования. Далее трасса МГ следует на Амурский газоперерабатывающий завод, затем на узел подключения КС 7а «Зейская» и далее в южном направлении в район города Благовещенск. Заканчивается трасса на условной границе проектирования с участком «Благовещенск – граница КНР» [8].



### Условные обозначения

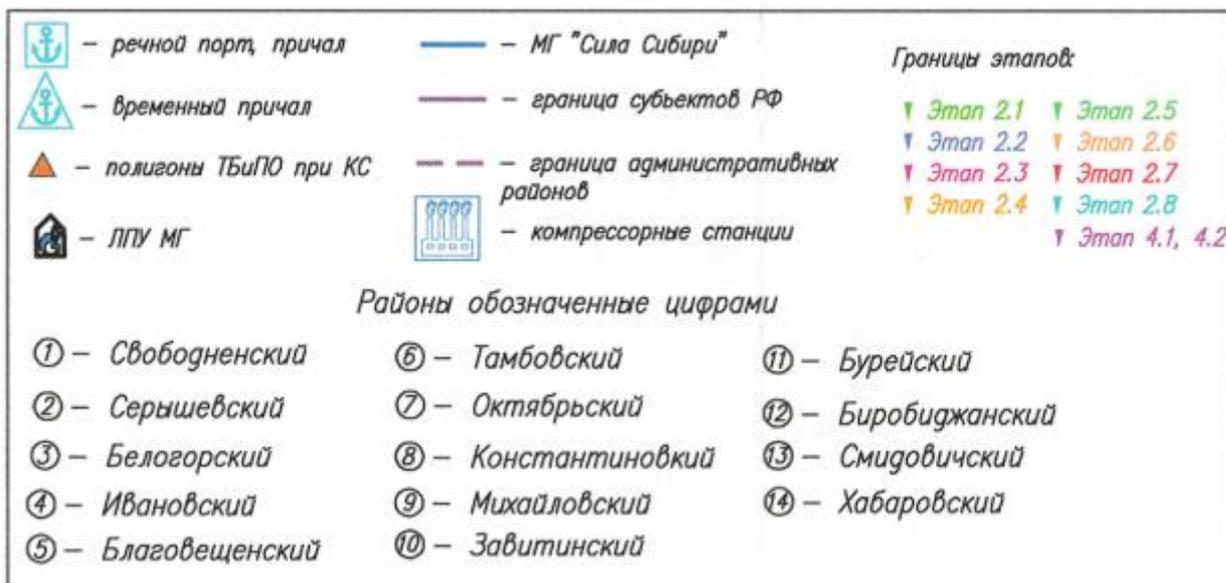


Рисунок 2 – Часть общего ситуационного плана строительства, на котором представлен участок «Белогорск – Благовещенск»

На участке «Условная граница проектирования – Амурский газоперерабатывающий завод – узел подключения КС 7а «Зейская»» рабочее давление в трубопроводе определено в 9,8 МПа, протяженность данного

участка около 11,5 км. Участок трассы МГ от узла подключения КС 7а «Зейская» до условной границы проектирования рассчитан на транспорт газа с рабочим давлением 11,8 МПа, протяженность участка составляет 177, 67 км.

Рассматриваемый участок МГ имеет диаметр 1420 мм и общую протяженность 191 км. Его часть с рабочим давлением 9,8 МПа относится к I классу в соответствии с п. 6.1 СП 36.13330.2012. В соответствии с таблицами 2 и 3 СП 36.13330.2012 газопровод диаметром 1420 мм и рабочим давлением 9,8 МПа принят не ниже III категории. В соответствии с таблицей 2 СТО «Газпром» 2 – 2.1 – 249 – 2008 и п. 2.3.1 Специальных технических условий на проектирование, строительство и эксплуатацию объекта «Магистральный газопровод «Сила Сибири», участок «Белогорск – Благовещенск» в части обеспечения надежности и безопасности газопровод с рабочим давлением 11,8 МПа принят не ниже «Н» категории.

## **2.2 Перечень сооружений рассматриваемой ЛЧМГ**

В состав эксплуатируемых объектов магистрального газопровода рассматриваемого участка входит ряд линейных и площадочных сооружений.

Перечень основных линейных сооружений с указанием наименований и характеристик приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень основных линейных сооружений [10]

	Наименование	Количество
1.	Магистральный газопровод Ду 1400	190,853 км
2.	Кабельные линии связи	216,512 км
3.	ВЛ 10 кВ	126,459 км
4.	Подъездная автодорога III-в категории к площадке ГИС	0,935 км
5.	Подъездная автодорога III-в категории к площадке КС – 7а «Зейская»	2,373 км
6.	Подъездная автодорога III-в категории к площадке ЛПУ МГ №5	1,528 км

Перечень основных площадочных сооружений, входящих в состав линейной части магистрального газопровода приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень основных площадочных сооружений на рассматриваемом участке

Наименование	Количество	Наименование
1. Крановые узлы	9	№1984, №4, №31 – 1, №58, №85, №114, №143, №170
2. Узел приема очистного устройства	1	УПОУ МГ1
3. Узел подключения компрессорной станции №7а	1	УЗПКС№7а
4. РРС	6	№78 – 1, №78 – 2, №78 – 3, №78 – 4, №78 – 5, №78 – 6
5. Газоизмерительная станция	1	

### **2.3 Характеристика района расположения объекта**

В административном отношении участок магистрального газопровода «Сила Сибири» – «Белогорск–Благовещенск» (Приложение А) проходит по территории Свободненского и Благовещенского районов Амурской области по правому берегу реки Зея.

Из природных препятствий исследуемый участок трубопровода пересекает девять рек, одно озеро, семь ручьев и один овраг.

#### **2.3.1 Геологическая и тектоническая характеристики**

Согласно схеме районирования территории Хабаровского края и Амурской области для инженерно-геологических целей (Гидрогеология СССР, том XXIII), район изысканий относится к Амуро-Зейской равнине.

Амуру-Зейский регион представляет собой самую крупную мезо-кайнозойскую впадину Дальнего Востока.

Терригенная молассовая формация позднего мела распространена в южной и юго-восточной частях депрессии по рекам Амур, Бурей. Она имеет трехчленное строение, связанное с цикличностью изменения условий формирования. Во время наиболее интенсивных нисходящих движений

(маастрихтский век) происходило накопление грубообломочных осадков (конгломератов, грубозернистых песчаников) преимущественно дельтового и аллювиального генезиса. К началу датского века погружение замедлилось, и создались условия для формирования озерно-аллювиальной толщи, представленной переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин. Общая мощность формации колеблется от 200 до 800 м.

Накопление осадков происходило в ряде сравнительно крупных озер, которые периодически заболачивались, что способствовало образованию восстановительных условий среды. Озера соединялись между собой реками. Все это привело к формированию ритмично переслаивающихся глин (50—60%), песков, углей (10%), реже алевролитов и аргиллитов. Мощность глинистых прослоев от 1 до 40 м, песчаных - 2-4 м. Общая мощность формации до 100 м.

Глины и суглинки образуют две пачки в нижней и верхней частях разреза мощностью от 1 до 40 м.

В центральной части депрессии преобладают глины пылеватые и тяжелые. В восточной части отмечается переслаивание тяжелых суглинков и глин с высоким содержанием песчаной фракции (до 25 %).

Терригенная молассовая формация палеоген - миоцена распространена повсеместно. Залегает она горизонтально на размытой поверхности более древних пород. Осадки отлагались крупными равнинными реками в относительно стабильном в тектоническом отношении районе, в условиях теплого влажного климата. Формация представлена песками с примесью гравия и гальки с линзовидными горизонтами глин мощностью 3—7 м. В основании лежит базальный галечниковый горизонт. В центральной и северо-восточной частях впадины разрез более сложный и состоит из нижней глинистой толщи с пластами углей и верхней - песчаной. Общая мощность отложений от 50 до 200 м.

Аллювиальные и озерно-аллювиальные плиоцен – нижнеплейстоценовые отложения залегают с размывом на миоценовых

осадках; по окраинам впадины — на породах фундамента. Осадки формировались в условиях спокойного течения равнинных рек, часто менявших положения своих русел, в эпоху умеренно теплого, умеренно влажного климата. Это в основном косослоистые пески с высоким содержанием гравия и гальки. Органические остатки встречаются очень редко. В основании четко выделяется галечниковый базальный горизонт мощностью 0,5 – 1,5 м. С поверхности распространены суглинки и глины мощностью от 1,5 до 13 м. Глины и суглинки встречаются как с поверхности, так и в виде линз и прослоев в толще песков.

Аллювиально-озерные средне - верхнеплейстоценовые отложения покрывают с поверхности I и II надпойменные террасы Амура и Зеи. В составе доминируют глины с про-слоями суглинков и песков. Мощность изменяется от двух до 14 м.

Область характеризуется умеренной сейсмичностью. Согласно СНиП II-7-81\*, сейсмичность рассматриваемого участка составляет 7 баллов.

Сейсмические условия участка трассы газопровода осложнены наличием в разрезе несвязных грунтов насыщенных водой и глинистых грунтов от мягкопластичной до текучей консистенции. Категория грунта по сейсмическим свойствам, согласно СНиП II-7-81\*, табл.1\*- II и III.

### **2.3.2 Геоморфологическая характеристика**

Из современных рельефообразующих процессов наиболее широкое распространение получили криогенные и посткриогенные экзогенные процессы: термокарст. На участке поймы реки Амур из современных рельефообразующих процессов преобладают аллювиальные и аллювиально-пролювиальные экзогенные процессы. Большое влияние на рельефообразование оказывает и антропогенная деятельность: деструкция рельефа в зонах открытой разработки полезных ископаемых.

Характеристика овражности: умеренная. Густота овражной сети составляет 2 – 10 км/100 км<sup>2</sup>, плотность оврагов 10 – 50 на 100 км<sup>2</sup>. Условия

развития русловых деформаций характеризуется чередованием свободного и ограниченного меандрирования со слабым заилением. На реке Амур, в районе подхода трассы скорость размыва берегов составляет 2-5 м/год.

### **2.3.3 Гидрогеологические условия**

Согласно гидрогеологическому районированию рассматриваемая территория находится в Амуро-Охотской гидрогеологической складчатой области, в Амуро-Зейском артезианском бассейне, который включает в себя бассейны рек Зея и Селемджа в нижнем течении, бассейн реки Амур в среднем течении с левого берега. Артезианский бассейн относится к структурам, подземные воды которого тесно взаимодействуют с поверхностными. Водоносные породы представлены песчано-гравийно-галечниковыми образованиями, базальтами, известняками, мергелями и песчаниками, образующими слоистую толщу.

В кровле водоносного горизонта присутствует прерывистый глинистый водоупор мощностью от 3 до 20 м. Глубина залегания вод в пределах речных долин от 0,5—8 на поймах до 23—25 м у бровок надпойменных террас. На междуречных пространствах она колеблется от 10 до 60 м. Уровень вод обычно свободный, местами обладает слабым напором (3—6 м). Годовая амплитуда колебания уровня на поймах 3—6,5 м, на остальной площади бассейна не превышает 1—1,2 м. Наиболее значительные подъемы уровней происходят в периоды летних паводков. При этом на поймах уровень вод часто достигает поверхности земли, что способствует интенсивному их заболачиванию.

Многолетняя мерзлота оказывает большое влияние на формирование ландшафтов. Наличие мерзлоты определяет также особенности режима поверхностных и грунтовых вод. Препятствуя проникновению воды в грунт, она является водоупором и причиной заболоченности равнинных пространств. Весной талые воды быстро скатываются по мерзлому грунту в долины и вызывают высокий подъем уровня рек; летом вода, образующаяся

за счет медленного оттаивания ледяных частиц верхних горизонтов мерзлой почвы, служит источником питания водотоков. С вечной мерзлотой связано также образование речных и грунтовых наледей, явлений солифлюкации и другие.

#### **2.3.4 Растительность и почвы**

Участок рассматриваемой трассы находится в зоне южной тайги. Ландшафты участка относятся к типу бореальных подтаёжных и суббореальных широколиственно-лесных, с наибольшим распространением в северной части широколиственно-хвойнотаёжных лесов, в южной части - широколиственных лесов. В долине Зеи распространены пойменные луга в сочетании с кустарниками.

На территории рассматриваемого участка газопровода распространены следующие группы почв:

- Болотные почвы, которые, в свою очередь, подразделяются на: торфяные, торфяно-глеевые (мощность торфа 50 – 100 см), торфянисто-глеевые (мощность торфа до 50 см), иловато-глеевые, перегнойно-торфянисто-глеевые и т.д.;

- Лугово–черноземовидные: развиваются на бурых глинах озерного и речного происхождения, под луговой или лугово-травянистой растительностью. Механический состав тяжелый, низкая кислотность;

- Пойменные (аллювиальные) почвы: распространены в долинах Амура, Зеи и их притоков, формируются на аллювиальных отложениях, под луговой или лугово-травянистой растительностью, механический состав легкий, кислотность высокая;

- Буротаежные почвы: занимает Амуро-Зейский раздел, механический состав – супеси и суглинки, высокая кислотность. В основном, располагаются на повышенных элементах рельефа.

- Луговые подбелы;

- Лесные подбелы;

- Горные буротаежные оподзоленные и неоподзоленные;
- Бурые лесные почвы обычны в зоне хвойно-широколиственных лесов. Два первых типа развиваются на песках и супесях. Распространены на Амурско-Зейской равнине, на севере и юго-востоке Зейско-Буреинской, на увалах, холмах и их склонах. Все бурые лесные почвы слабокислые, реже кислые. Механический состав - от супесного до тяжелосуглинистого [11].

### 2.3.5 Климатические условия

Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. На юге области проходят изотермы от  $-28^{\circ}$  до  $-24^{\circ}\text{C}$ . Зима в области суровая: в Благовещенске январские температуры варьируют от  $-24^{\circ}$  до  $-27^{\circ}\text{C}$ . Бывают морозы до  $-44^{\circ}\text{C}$ . Лето на юге области теплое. Здесь проходят изотермы от  $18^{\circ}$  до  $21^{\circ}\text{C}$ .

Многолетний статистический температурный режим, [10] характерный для данной местности в силу её географического положения представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики температурного режима

Характеристика	Свободный	Благовещенск
Средний минимум температуры воздуха в январе, $^{\circ}\text{C}$	-31,5	-28,8
Абсолютный минимум температуры воздуха, $^{\circ}\text{C}$	-49,9	-45
Средний максимум температуры воздуха в июле, $^{\circ}\text{C}$	26,4	27
Число дней с переходом температуры воздуха через $0^{\circ}\text{C}$	71	58
Средняя годовая амплитуда колебаний температуры воздуха, $^{\circ}\text{C}$ (разность среднемесячных температур самого теплого и самого холодного месяца)	46,2	44,9

Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь, июль и август может выпасть до 70% годовой нормы осадков. Возможны колебания в выпадении осадков.

Так, летом с возрастанием испарения увеличивается абсолютная и относительная влажность, а весной из-за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется, и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках [11].

Характеристика снежного покрова приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика снежного покрова

Характеристика	Свободный	Благовещенск
Средняя из наибольших высот снежного покрова по постоянной рейке за зиму, см	23,5	16,4
Плотность снежного покрова при наибольшей высоте, г/см <sup>3</sup>	0,16	0,19
Среднее из наибольших количество воды в снежном покрове, мм	36	31

Таким образом, можно заключить, что геологическая и геоморфологическая характеристики участка трассы, гидрологические и климатические условия, указывают на распространенность таких сложных геологических процессов, как болота и различные виды эрозии. Кроме того, местами возможно проявление морозного пучения и термокарста, а также процессов солифлюкации.

### **3 Виды ОВП и их воздействие на участок ЛЧМГ**

Основываясь на приведенной выше информации о природных условиях [10,11], были определены ОВП, свойственные району прокладки исследуемого участка магистрального газопровода «Сила Сибири» – «Белогорск – Благовещенск».

#### **3.1 Виды ОВП на рассматриваемом участке**

Инженерно-геологические процессы представляют собой потоки вещества в верхней части разреза горных пород (их грунтовой и водной составляющей), обусловленные энергетическими воздействиями, развивающимися как внутри самой горной породы, так и проявляющимися со стороны перемещающихся водных и воздушных масс.

Помимо горных пород, на развитие неблагоприятных инженерно-геологических процессов сказывается состояние и других компонентов ландшафта – характер рельефа, уровень залегания подземных вод, тип почвенно-растительного покрова, распределение снежного покрова. Все эти компоненты, совместно с горными породами, формируют ландшафтный облик территории. Поэтому изучение инженерно-геологических процессов базируется на учете ландшафтной неоднородности территорий, то есть на результатах геологических, гидрологических изысканий и ландшафтного геокриологического районирования.

Из опасных геологических и инженерно-геологических процессов, на территории прокладки рассматриваемого участка газопровода, наиболее широкое развитие получили (рис.3):

- Заболачивание;
- Оползни;
- Овражно-балочная эрозия.



Рисунок 3 – Воздействие видов ОГП на ЛЧМГ в процентах от всей длины рассматриваемого участка

Наиболее широким распространением пользуются эрозионные процессы, вызывающие развитие оврагов. Способствует развитию овражной эрозии распространение легкоразмываемых песчаных грунтов, вырубка леса, распашка равнин. Глубина оврагов в среднем от трех до пяти метров. Особенно активное развитие оврагов происходит в летний период (за один летний дождь средней интенсивности овраг удлиняется на 50 – 70 см). При катастрофических ливнях овраги вырастают в длину на 2 м и более.

На рассматриваемой территории процессы заболачивания развиты повсеместно, но с разной степенью интенсивности. Болота и заболоченные земли расположены по долинам рек и по плоским водораздельным поверхностям. Формирование болот происходит в результате формирования небольших пойменных озер. Глубина их не превышает 1,5 – 3 м.

Оползни пользуются ограниченным распространением и приурочены к породам песчано-алеврито-сланцевого состава, в меньшей степени – к

рыхлым песчано-глинистым отложениям. Схема оползня приведена на рисунке 4.

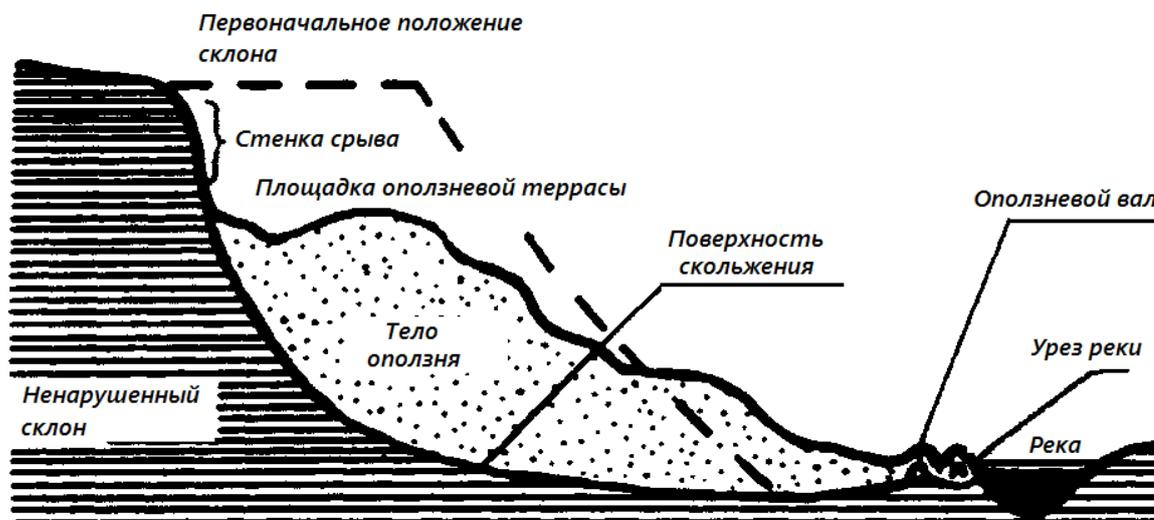


Рисунок 4 – Схема оползня

В ходе геологических изысканий производится качественная и количественная оценка возможности появления и степени распространения движущегося оползня. Количественная оценка предполагает расчет склонов на устойчивость. Качественная – путем сопоставления инженерно-геологической обстановки данного склона со специфическими особенностями оползней разных типов [12].

Также, району пролегания участка магистрального газопровода свойственно морозное пучение. Активное сезонное промерзание грунтов начинается с запада на восток, в середине ноября и достигает максимальных глубин к концу апреля – в первой декаде мае, продолжаясь, таким образом, шесть месяцев. Скорость промерзания в течение зимнего периода составляет около 0,2 – 0,3 м/месяц. На участках, оголенных от снега, скорость промерзания выше в 1,5 – 2 раза и более по сравнению с промерзанием грунта, находящимся под снегом.

Сезонное пучение грунтов – самый типичный и наиболее распространенный на рассматриваемой территории мерзлотный процесс, проявляющийся в образовании кочковатого микрорельефа. Небольшая глубина сезонно-талого слоя и соответственно повышенные темпы

промерзания талых пород препятствуют интенсивности развития пучения. Начало пучения приходится на середину–конец ноября; оно продолжается в течение всей зимы с максимальной интенсивностью с января по март. Наибольшая величина пучения наблюдается в долинах рек, полосах стока, где существуют оптимальные условия для его развития: грунтовые воды залегают на глубине меньше 3 м, и глинистые грунты значительно увлажнены. В большинстве случаев кочки имеют диаметр 10–20 см, высота 20–40 см.

Многолетнее пучение наблюдается на участках торфяников и в долинах рек и водотоков с моховым покровом. Формируются небольшие по высоте (до 0,5 м) слабовыпуклые бугры пучения. Формирование бугров пучения связано с образованием и накоплением сегрегационного льда вследствие миграции влаги под влиянием температуры и влажности [15].

При наложении карты распространения многолетнемерзлых пород (ММП) России на политико-административную карту России, было установлено, что Свободненский район Амурской области, в котором располагается рассматриваемый участок газопровода, находится в зоне редкоостровного, островного и массивно-островного распространения ММП со средними температурами от  $+3^{\circ}\text{C}$  до  $-1^{\circ}\text{C}$  и мощностью мерзлой толщи от нуля до 100 метров. Поэтому грунт в данном районе может быть подвержен и термокарстовому процессу.

Термокарстовые образования развиваются преимущественно в сильнольдистых аллювиальных и болотных отложениях. Прогрессируют процессы термокарста в парагенезисе с пучением. Причинами развития термокарста являются повышение среднегодовой температуры пород и изменение степени обводненности участков. В настоящее время процессы термокарста развиты на плоских вершинах водораздела, сложенных элювиальными образованиями на породах терригенно-карбонатной формации, и выражены в небольших котловинах глубиной до 0,5 м. Процессы термокарста отмечены на слабодренируемых, заболоченных

участках. Связаны процессы термокарста с вытаиванием сегрегационных льдов [15].

### **3.2 Воздействие ОГП на техническое состояние ЛЧМГ**

Опасные инженерно-геологические процессы по-разному воздействуют на различные элементы конструкции линейной части подземного магистрального газопровода, из которых основными являются:

- Труба;
- Противокоррозионное изоляционное покрытие;
- Грунтовое обвалование;
- Утяжелители;
- Крановые узлы.

Физические основы воздействия ОГП на эти элементы включает в себя взаимодействие литосферы, гидросферы и атмосферы и изменение температуры грунта в зоне контакта с сооружением, что влечет за собой следующие отрицательные последствия [14]:

- Смещение трубы вниз, в результате удаления грунта из-под нее или осадки поверхности грунта;
- Изгиб трубы, перекося и опрокидывание утяжелителей, сдирающих изоляционное покрытие, что в дальнейшем ведет к разрушению изоляции и активизации коррозии металла трубы за счет воздействия внешних факторов;
- Деформация трубы под воздействием грунтового массива, смещающегося вниз по склону поперек газопровода;
- Выпучивание или осадка крановых узлов, вызывающих деформацию трубы и разрыв сварных швов в месте врезки трубопроводов байпасной линии в магистраль при повышении или понижении температуры грунта;

– Размыв обвалования, всплытие трубы, нарушение изоляционного покрытия и активизации коррозии металла при повышении уровня грунтовых вод в траншее газопровода.

В зависимости от природы ОГП, они могут по-разному воздействовать на объекты линейной части. Воздействие отмеченных ОГП на различные элементы представлены в таблице 6 [14].

Таблица 6 –Воздействие опасных процессов на газопровод на данном участке [14]

Тип процесса	Труба	Конструктивные элементы газопровода			
		Изоляция	Обвалование	Утяжелители	Крановые узлы
Морозное пучение сезонное	Деформация трубопровода				
Морозное пучение многолетнее	Смещение вверх, изгиб	Задиры при выпучивании утяжелителей	Разрушение на боковых участках трубы	Выпучивание, перекос, опрокидывание	Деформация трубопровода байпаса
Термокарст на горизонтальных поверхностях	Всплытие	Гофры, отслоение	Размыв с обнажением трубы	Перемещение вниз вместе с трубой, перекос	Деформация трубопровода байпаса
Термокарст на склонах	Смещение вниз			Перемещение вниз вместе с трубой	
Линейная и донная эрозии	Смещение вниз		Размыв с обнажением трубы		Смещение вниз
Заболачивание	Всплытие	Гофры, отслоения	Размыв с обнажением трубы		
Оползни	Деформация трубопровода		Разрушения над верхней образующей трубы		Деформация байпасных кранов

Из таблицы видно, что наиболее опасными для газопровода процессами являются морозное пучение, оползни и термокарст. Однако в ходе анализа проектной документации было выяснено, что самым распространенным на анализируемой территории процессом является

овражно-балочная эрозия и заболачивание (38% от длины участка). Таким образом, вследствие воздействия этого процесса на трубопровод (таблица 4), овражно-балочная – наиболее опасный процесс для рассматриваемого участка «Белогорск – Благовещенск».

Под воздействием опасных инженерно-геологических процессов может наблюдаться последовательное вовлечение в деструкцию все новых элементов газопровода, что обусловлено различной стойкостью. Наиболее «слабым звеном» сооружения является грунтовое обвалование. Сначала разрушение грунтового обвалования разрушает изоляцию, дальнейшая деструкция которой приводит к обнажению поверхности металла и последующей его коррозии. Участки развития вдоль трассы этих дефектов в пространственном отношении оказываются как бы последовательно «вложены» друг в друга: на участках с разрушенным обвалованием встречаются (но не повсеместно) участки с нарушенной изоляцией, которые, в свою очередь, местами подвержены коррозии [14].

При этом если обвалование бывает разрушено полностью, то изоляция уничтожена лишь на локальных участках (в остальных местах наблюдаются задиры, гофры и отслоения), а коррозия охватывает еще меньшие площади.

Учитывая описанные выше природные условия, имеющие прямое и косвенное воздействие на магистральный газопровод, можно выделить две большие группы дефектов, вызываемых инженерно-геологическими факторами и процессами (рис. 5) [15]:

- Коррозионные дефекты;
- Изменение проектного положения оси магистрального газопровода.

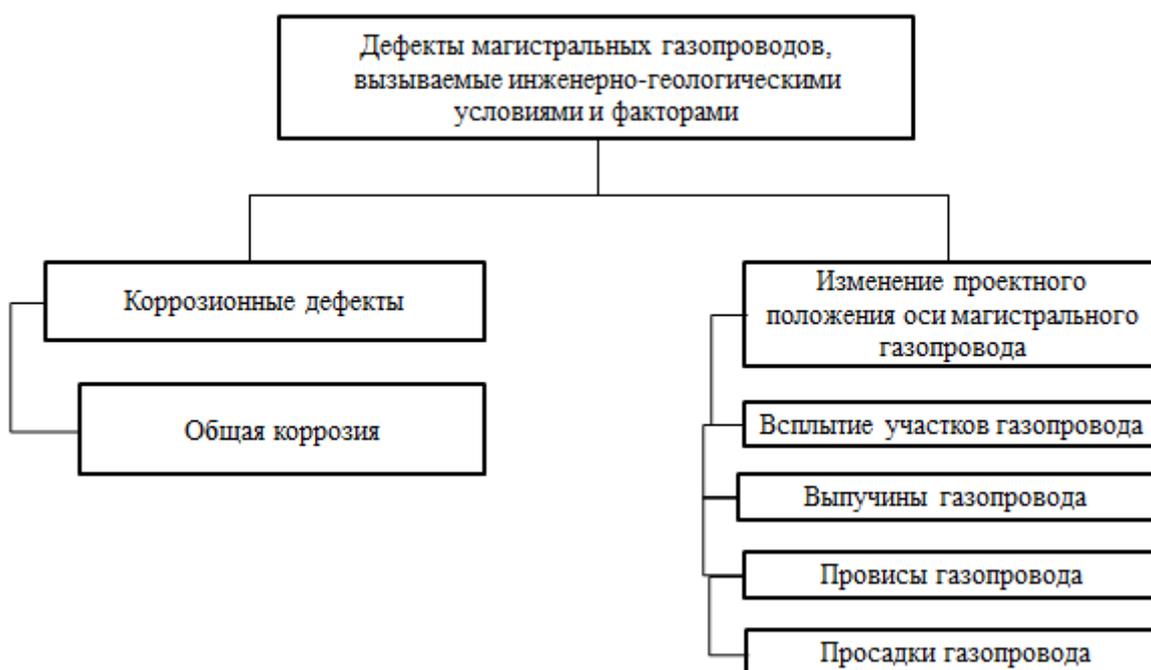


Рисунок 5 – Классификация дефектов газопровода, вызываемых природными факторами

Интенсивность наружного коррозионного процесса зависит от гранулометрического состава горных пород, их структуры, удельного электрического сопротивления грунта, наличия источников блуждающих токов, наличия пар дифференциальной аэрации (ПДА). Как правило, коррозионные дефекты, вызываемые влиянием инженерно-геологических факторов, можно отнести к общей внешней коррозии. Зачастую участки с большой концентрацией коррозионных дефектов могут достигать 300–400 мм по трассе [16].

Изменение проектного положения оси магистрального газопровода, по литературным данным, может быть связано со следующими дефектами:

- Всплытие участков газопровода – к этому явлению относятся участки магистрального газопровода, потерявшие проектное положение оси в обводненном грунте с выходом на поверхность воды;
- Выпучины газопровода – основной причиной изменения проектного положения является морозное пучение;

– Провисы газопровода – представляют собой оголенные участки трубопровода без опоры на грунт, возникающие, к примеру, в результате карстовых явлений (рис. 5) или оттаивания вечномерзлых грунтов.

– Просадки газопровода – участки газопровода на глинистых и лессовых грунтах, ось которых при повышении влажности грунта выше определенного значения опускается ниже проектного уровня.

Морозное пучение грунта является результатом объемного расширения воды (примерно на 9 %), находящейся в грунте до промерзания и дополнительно мигрирующей к границе промерзания, в процессе перехода воды из одного агрегатного состояния в другое [18, 19]. Наиболее интенсивная миграция происходит в грунтах с небольшой скоростью промерзания и со значительной пылеватой фракцией от 30 до 80 %. При промерзании таких грунтов происходят значительные деформации сооружений до десятков сантиметров. Необходимо учитывать, что чем ближе уровень подземных вод к границе промерзания, тем более высокой пучинистостью обладают пылевато-глинистые грунты при прочих равных условиях. При увлажнении пылеватые грунты теряют сцепление между частицами, при промерзании в них образуется большое количество льда и ледяных линз.

Одним из самых часто встречающихся дефектов являются провисы газопровода, т. е. участки, потерявшие грунтовое основание вследствие различных процессов, таких как термокарстовые, эрозионные [20]. Вследствие развития данных процессов происходит горизонтальная и вертикальная деформация земной поверхности, что может стать причиной нарушения целостности и последующего разрушения магистрального трубопровода [21].

В данном разделе были проанализированы основные ОГП, свойственные району прохождения трассы исследуемого участка, рассмотрены возможные результаты их воздействия на объекты линейной части, а также определен наиболее распространенный и опасный инженерно-

геологический процесс для данного участка. Таким процессом является овражно-балочная (линейная), донная и береговая эрозия грунта, которая составляет 39% от всей длины участка «Белогорск – Благовещенск».

### 3.3 Статистика отказов на ЛЧМГ под воздействием ОГП

Как показывает анализ аварийности объектов ПАО «Газпром» с 1990 по 2015 год 55% аварий по причине КРН и 75% по причине наружной коррозии, происходит на фоне неблагоприятных природных факторов (ОГП). Влияние природных факторов на целостность объектов газоснабжения отражено на рисунке 6.

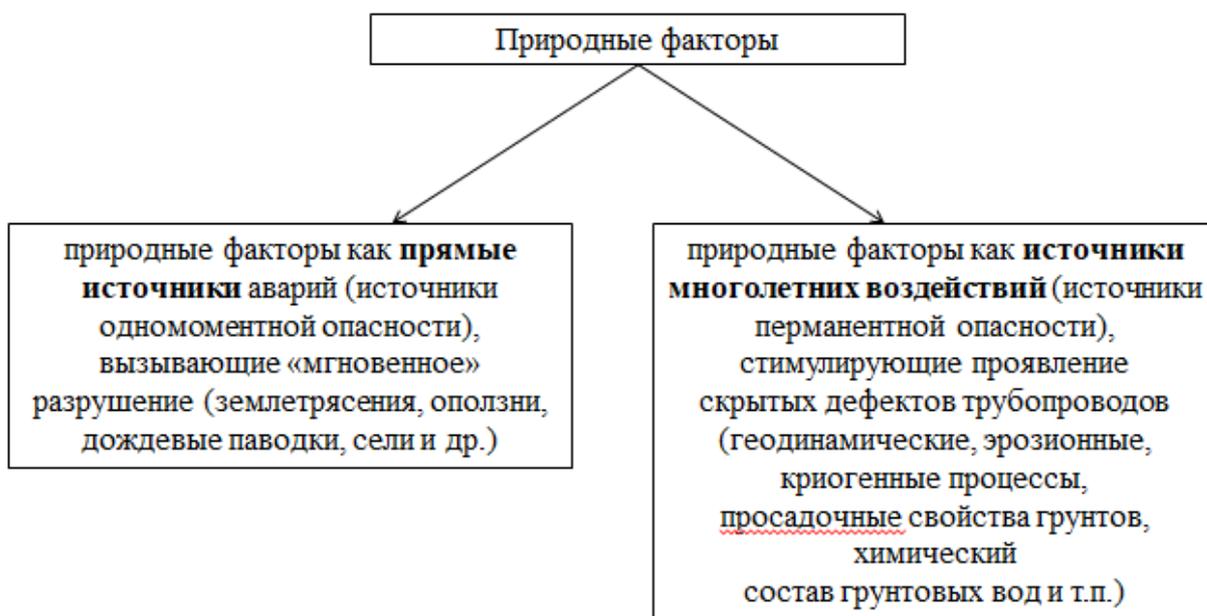


Рисунок 6 – Влияние неблагоприятных природных факторов на объекты газоснабжения

В том числе, в общей сложности полученные данные показывают, что наиболее часто аварии происходили на фоне влияния периодического избыточного увлажнения грунта. Это обстоятельство, вероятно, связано с формированием на локальных участках неблагоприятных условий: повышением коррозионной активности грунтов (при увеличении их влажности до определенного уровня) и степени минерализации; чередованием грунтов с различной влажностью и, как следствие,

неравномерной электрической проводимостью, что приводит к появлению участков с недостаточной защитой от коррозии; возникновением в трубопроводе напряжений, превышающих расчетные, по причине пучения водонасыщенных грунтов; нарушением изоляционного покрытия и т.д. Данный фактор в целом по ПАО «Газпром» установлен для 45 % аварий по причине КРН, 38 % аварий из-за общей коррозии, 23 % аварий из-за дефекта металла труб, 16 % аварий из-за строительных дефектов [22].

Исследование [23] показало, что магистральные газопроводы хоть и рассчитаны на срок эксплуатации в несколько десятков лет (30-35 лет), в заболоченной и обводненной местности срок службы сокращается до 10-20 лет.

В связи с выше перечисленным, в процессе эксплуатации, трубопровод, который проложен в условиях воздействия ОГП, может неоднократно подлежать планово-восстановительному и капитальному ремонту.

## **4 Оценка возможности применения мобильной компрессорной станции на МГ «Сила Сибири»**

Вследствие новизны газопровода (введен в эксплуатацию в 2019 году) и применения на нем нового и высоконадежного оборудования, на данный момент на МГ «Сила Сибири» не практикуется технология, основанная на использовании мобильных компрессорных станций.

### **4.1 Анализ способов откачки газа из отключенного участка МГ**

Перед выводом в ремонт участка между линейными кранами (ЛК) производится стравливание природного газа в атмосферу через свечу до давления, при котором безопасно проводить ремонтные работы 100-500 Па [24].

Применяемые сегодня технологии выработки газа для сброса давления в газопроводе до начала планово-предупредительного ремонта (ППР) обеспечивает значительную экономию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и сокращение эмиссии метана в атмосферу. По данным официальной статистики ПАО «Газпром», объем стравленного перед проведением ППР газа составляет 75% суммарных выбросов. Поэтому поиск и внедрение новых способов использования такого количества газа из выводимого в ремонт участка МГ может существенно помочь газотранспортным предприятиям в извлечении максимально возможного ресурсосберегающего эффекта [25].

Современные технологии срабатывания газа разнообразны. На выбор способа оказывают влияние ряд критериев, которые должны обеспечивать:

- Минимальное время простоя оборудования при выработке газа;
- Достижение глубины выработки газа с учетом заданного минимального остаточного давления;

- Необходимые объемы транспортировки в соответствии с плановым заданием Центрального производственно-диспетчерского департамента (ЦПДД);

- Соизмеримость эффекта от экономии с величиной понесенных эксплуатационных затрат [25].

Применение способов срабатывания определяется технологическими параметрами отключаемого участка газопровода с учетом целесообразности и технических возможностей применения оборудования в каждом конкретном случае [25].

Существует несколько способов срабатывания газа на отключаемом участке:

- Перепуск газа в соседний участок газопровода;
- Подача газа потребителю через газораспределительную станцию (ГРС);
- Перепуск газа на вход КС;
- Выработка газа на вход газоперекачивающего агрегата (ГПА), следующего по ходу газа КС;
- Перепуск газа на собственные технологические нужды (СТН);
- Многоступенчатая выработка ГПА на одной КС.

Каждый из перечисленных способов обеспечивает определенную экономию газа, но имеет свои ограничения и недостатки.

Перепуск газа в соседний участок газопровода позволяет сэкономить до 50% объема газа, в отличие от подключения МКС, которая позволяет сэкономить до 90%. Кроме того, для осуществления данной технологии предполагается последовательное проведение отключения и ремонта каждого участка, что не всегда технологически возможно.

Перекачка потребителю через ГРС требует наличия подключенной к выводимому в ремонт участку ГРС, и увеличивает время простоя на 3 и более суток.

Недостаток метода «перепуск газа на вход КС» - малый объем использованного газа из участка (500-700 тыс. м<sup>3</sup>) и значительный объем стравленного газа (2,8 млн м<sup>3</sup>) [26].

СТН и многоступенчатая выработка ГПА на одной КС применяются при ремонте участков, прилегающих к КС. Что также не всегда технологически возможно. Помимо этого, СТН предполагает увеличение времени простоя и, соответственно, дополнительные затраты по топливному газу ГПА [26].

В связи с указанными недостатками чаще всего использовался метод сброса газа через свечные трубопроводы. Альтернативой использованию данной технологии являются передвижные компрессорные станции, которые позволяют экономить до 90% объема газа. Они широко используются при капитальном ремонте трубопроводов по всему миру [27], так как являются наиболее удобной и энергосберегающей технологией на данный момент.

Передвижные (мобильные) компрессорные установки имеют такой же принцип работы, как и стационарные. Они позволяют перекачивать газ из ремонтируемого участка трубопровода в действующий, таким образом, уменьшая эмиссию метана в атмосферу и экономя значительные объемы газа для потребителя [28]. Единственное отличие передвижных компрессорных станций от стационарных в том, что, находясь на стадии заводского изготовления, они оснащаются мобильным шасси. В результате передвижная компрессорная станция представляет собой совокупность транспортируемого оборудования и устройств. Это делает ее удобной в транспортировке и позволяет начать работу сразу же после доставки на объект, без дополнительного монтажа [28].

#### **4.2 Состав и характеристики МКС**

В состав МКС входит от двух до четырех мобильных компрессорных установок (МКУ) на шасси полуприцепа в сцепке с седельным тягачом Volvo 6x6. МКУ оснащена: поршневым компрессором LMF BS 604, Caterpillar

G3512 LE, автомобиль бортовой на грузовом шасси «КАМАЗ», передвижная авторемонтная мастерская (ПАРМ), передвижной жилой модуль (ПЖМ), манифольд (таблица 7).

Таблица 7 – Основные элементы мобильной компрессорной установки (МКУ), используемой ПАО «Газпром»

Наименование	Характеристика
LMF BS 604	Поршневой компрессор
Caterpillar G3512 LE	в качестве привода компрессора используется поршневой двигатель внутреннего сгорания, потребляющий в качестве топлива газ горючий природный, соответствующий требованиям ГОСТ 5542. Температура газа на всасывании и нагнетании регистрируется датчиками-преобразователями в составе МКУ.
Автомобиль бортовой на грузовом шасси «КАМАЗ»	с колесной формулой бхб с кран-манипуляторной установкой, предназначенный для перевозки и раскладки стальных труб с быстроразъемными соединениями.
Передвижная авторемонтная мастерская (ПАРМ)	с колесной формулой бхб, предназначенная для размещения оператора МКУ на период производства работ, освещения площадки МКС, перевозки расходных материалов, запасных частей, технологических жидкостей, а также инструмента для проведения монтажа трубных соединений и несложных ремонтов оборудования МКС. В состав ПАРМ входят спутниковое оборудование и система видеонаблюдения.
Передвижной жилой модуль (ПЖМ)	на шасси двухосного прицепа, предназначенный для размещения персонала МКС за пределами охранной зоны газопровода на период производства работ по перекачке газа.
Манифольд	снабженный свечами Ду 50 мм с кранами для вытеснения (продувки) воздуха из контура перекачки, замещения его газом перед началом перекачки и стравливания газа из контура по окончании перекачки. Манифольд содержит манометры для контроля давления всасывания, выпуска и

нагнетания МКС. Манифольд расположен на полуприцепе.
--

Технологическая обвязка мобильной компрессорной станции, включающая в себя элементы, приведенные в таблице 8.

Таблица 8 – Элементы технологической обвязки МКС

№ п/п	Наименование	Кол-во
1.	Труба стальная L - 6 м с БРС ДУ 1708,6 (стыки вх.-вых.)	30 шт.
2.	Труба стальная L - 2 м с БРС ДУ 1708,6 (стыки вх.-вых.)	6 шт.
3.	Труба стальная L - 1 м с БРС ДУ 1708,6 (стыки вх.-вых.)	8 шт.
4.	Труба стальная L - 2 м с БРС ДУ 125 (стыки вх.-вых.)	19 шт.
5.	Труба стальная L - 1 м с БРС ДУ 125 (стыки вх.-вых.)	4 шт.
6.	РВД L - 4 м с БРС ДУ 125 (гибкие + твердые стыки вх.-вых.)	6 шт.
7.	РВД L - 3 м с БРС ДУ 125 (гибкие + твердые стыки вх.-вых.)	10 шт.
8.	Стальной отвод 90 градусов с БРС ДУ 1708,6	6 шт.
9.	Стальной отвод 90 градусов с БРС ДУ 125	4 шт.
10.	Опора под стальные трубы ДУ 1708,6, ДУ 125 и РВД ДУ 125	125 шт.
11.	Переходной элемент (коллектор) с БРС ДУ 1708,6 на ДУ 125	4 шт.
12.	Переходной элемент (коллектор) с фланцевого соединения ДУ 300 на двойник с БРС ДУ 125	2 шт.
13.	Переходной элемент (коллектор) с БРС ДУ 1708,6 на двойник с БРС ДУ 125	6 шт.

Что касается характеристик технологической обвязки МКС, то все элементы технологической обвязки МКС (рукава высокого давления, трубопроводы) оснащены быстроразъемными соединениями, рассчитаны на давление не менее 1,25 от максимального давления в линии нагнетания МКС и испытаны в заводских условиях.

Быстроразъемные соединения технологической обвязки МКС герметичны по отношению к внешней среде. Запирание быстроразъемного соединения осуществляется безударным способом, исключая образование искр.

Масса отдельных элементов быстроразъемных соединений, монтируемых вручную не превышает 10 кг. Трубы и соединительные детали технологической обвязки МКС изготовлены в заводских условиях и соответствуют требованиям нормативных и правовых актов РФ. Защита труб от атмосферной коррозии выполнена лакокрасочными материалами.

Трубопроводы технологической обвязки МКС имеют сигнально-предупредительную окраску желтого цвета в соответствии с требованиями ГОСТ 14202.

Технические характеристики МКУ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики мобильной компрессорной установки

Наименование изделия, параметра	Единица измерения	Тип, наименование, величина
Исполнение МКУ		Автономная, автоматизированная, с пультом управления для дистанционного контроля параметров, в вентилируемом контейнере
Компрессор МКУ		LMF BS 604, поршневой, 2-х ступенчатый, с эксплуатацией в одно- и двухступенчатом режиме
Привод компрессора МКУ		Caterpillar G3512 LE, газопоршневой
Расходомер перекачиваемого газа	Шт.	1
Расходомер топливного газа МКУ	Шт.	1
Мощность двигателя МКУ, номинальная	кВт	750
Давление газа на входе	МПа	От 11,8 до 1
Давление газа на выходе, максимальное	МПа	11,8
Температура газа на входе	°С	от -10 до +40
Температура окружающей среды	°С	от -45 до +40
Время перекачки газа при помощи двух МКУ из нормативного участка МГ в соответствии с ГОСТ 34070-2017, не более	час	150

Масса МКУ с маслом и охлаждающей жидкостью	кг	42600
Габаритные размеры МКУ (длина*ширина*высота)	мм	17000*2500*3970

Среди отечественных производителей также есть поставщики передвижных компрессорных станций. Например, ОАО "Компрессор" изготовило передвижную компрессорную станцию, в основе которой лежит поршневой компрессор. Она изготовлена по специальной схеме. Эта схема подходит для МКС, где требуется устойчивый динамический баланс и компактность исполнения. Встроенный компрессор работает автоматически. Если перепад давления небольшой, то он работает как одноступенчатый. Если перепад давления увеличивается, то автоматически подключается вторая ступень [36].

Все МКУ, манифольд и ПАРМ на период производства работ по перекачке газа расположены в охранной зоне газопровода. Кран-манипулятор и ПЖМ размещаются за пределами охранной зоны газопровода на период производства работ по перекачке газа.

Необходимо отметить, что давление в локализованном участке не сильно влияет на подбор МКС современных производителей, таких как Ariel (Канада), OGE (Германия), LMF (Австрия) и др. Основными факторами, влияющими на выбор МКС, являются экономичность перекачки природного газа и экологическая составляющая этого процесса. Поэтому конечными критериями, по которым можно произвести оценку эффективности применения МКС, являются расчет времени, затраченного на перекачку, и его оптимизация, а также определение количества использованного топлива [34].

### **4.3 Технология проведения работ**

#### **4.3.1 Подключение байпасной линии линейного крана**

Вся технология проведения работ с использованием мобильных компрессорных станций (МКС) отражена в ГОСТ 34070-2017 [29]. На

данный момент, по всему обществу ПАО «Газпром», в большинстве случаев, данную технологию используют с подключением входного и выходного шлейфов к продувочным свечам, так как перекачка производится в параллельную нить газопровода.

При анализе технологической схемы (Приложение А) На МГ «Сила Сибири» предусмотрена одна линия газопровода, на первых восьмидесяти километрах по ходу газопровода параллельно основной линии проложен лупинг, который соединен с основным газопроводом перемычками. Таким образом, в данном случае освобождение от газа участка между двумя кранами будет производиться через перемычки, либо по схеме перекачки в «параллельный участок».

На следующих 110 км лупинг не предусмотрен, проложена только основная нить МГ, соответственно, перекачка будет производиться по схеме «из участка – в участок». Для подключения МКУ к смежным участкам газопровода оборудование узлов подключения МКУ производится на байпасном трубопроводе линейного кранового узла.

Основная цель – отключение участка газопровода перед выводом его в ремонт путем закрытия линейных кранов и байпасов. И в случае если дооборудование не предусмотрено проектом, порядок проведения работ при таком подключении мобильных компрессорных установок следующий:

1. Стравливается газ из байпасной линии через свечу (если позволяет импульсная обвязка, то через неё можно продуть полости азотогенерирующей станцией также через свечу). При необходимости можно также закрыть и свечной кран на период производства работ;
2. Производится шурфование байпасной линии крана;
3. Осуществляется газовая резка и врезка крана в байпасную линию;
4. По обе стороны от крана газовой резкой вырезается часть байпасной линии и проводятся работы по монтажу тройников и отводов;
4. Сварка кольцевых стыков Ду300;
5. Проведение контроля сварных стыков;

6. Сбор соответствующей исполнительной документации для запроса на подачу газа в МКУ через байпасные линии.

Типовая схема дооборудования кранового узла представлена в ГОСТ 34070-2017 (рисунок 7). Основные элементы дооборудования: тройники, отводы, запорная арматура (краны).

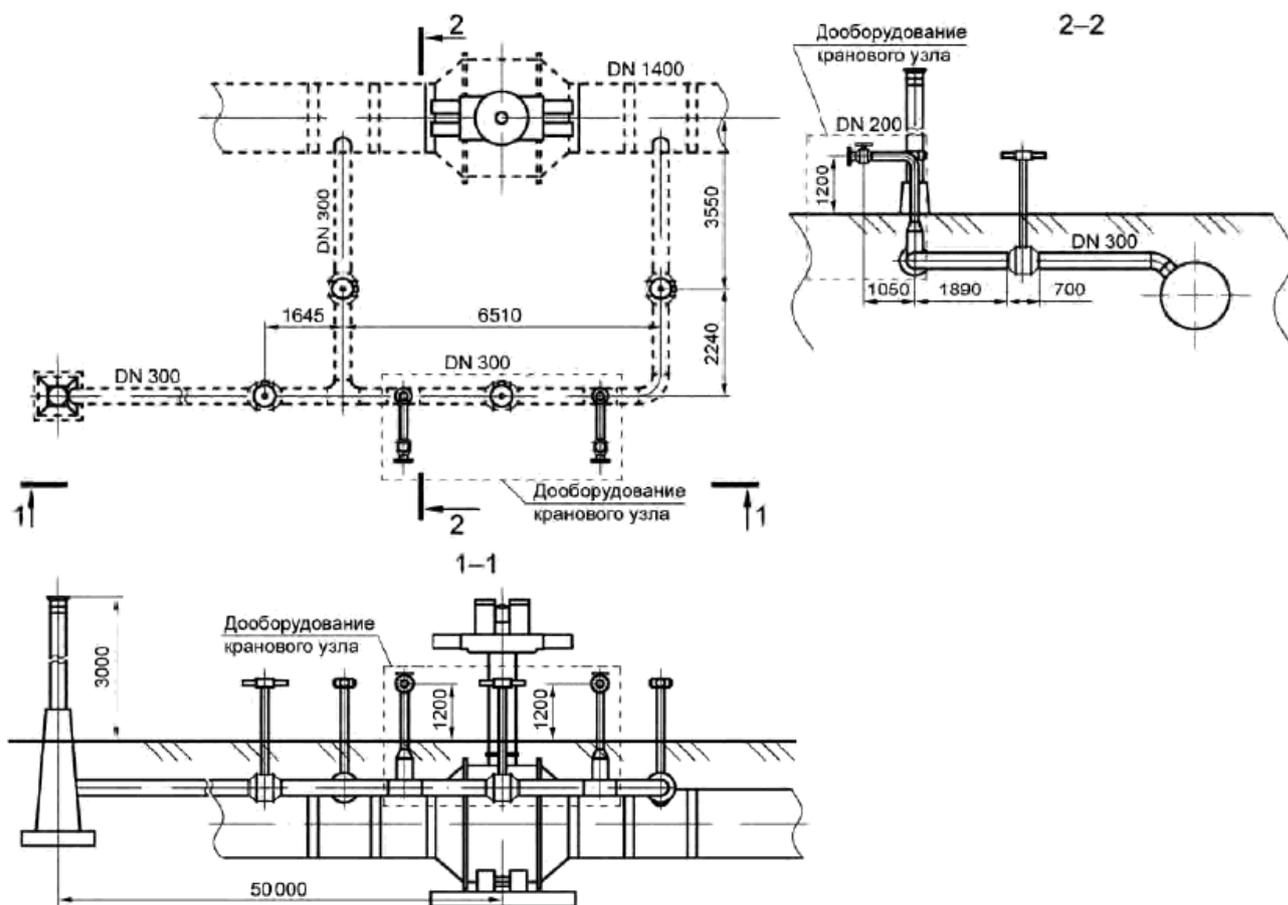


Рисунок 7 – Схема дооборудования кранового узла для подключения МКС и перекачки в смежный участок [20]

#### 4.3.2 Рабочая часть проекта производства работ

Рабочая часть проекта производства работ по перекачке газа определяет требования к подготовке и проведению работ по перекачке газа из УГР (участок газопровода ремонтируемый) в смежный УГД (участок газопровода действующий) с помощью МКС.

Последовательность производства работ по перекачке газа из УГР в УГД следующая:

1. Технологические перемычки, отводы, КЗОУ, КПОУ, дюкерные переходы (при наличии), линейные краны и их обводные линии на участке УГР магистрального газопровода приводят в положение – Закрыто.

2. Для вытеснения воздуха на линии всасывания через свечной кран на входном манифольде необходимо подать газ во всасывающий шлейф от кранового узла (КУ) УГР.

3. После вытеснения воздуха из полости линии всасывания необходимо перекрыть подачу газа КУ УГР и закрыть свечной кран на манифольде.

4. Для вытеснения воздуха на линии нагнетания через свечной кран на выходном манифольде необходимо подать газ в нагнетательный шлейф от стояка импульсного газа на КУ.

5. После вытеснения воздуха из полости линии нагнетания необходимо перекрыть подачу газа от импульсного стояка на КУ и закрыть свечной кран на выходном манифольде.

6. В процессе вытеснения воздуха газом избыточное давление не должно превышать 0,02 МПа.

7. Содержание кислорода в смеси газов контролировать при помощи газоанализатора на свечах. Вытеснение воздуха природным газом завершают при достижении объемной концентрации кислорода в природном газе не выше 0,9%.

8. При необходимости произвести повторное вытеснение воздуха из внутреннего газового контура МКУ в соответствии с Руководством по эксплуатации МКУ.

Далее происходит проверка герметичности и заполнение газом контура перекачки. К проверке герметичности и заполнению газом контура перекачки приступают по распоряжению руководителя работ.

9. Для заполнения контура перекачки газом до давления 2,0 МПа с темпом подъёма давления не более 0,3 МПа в минуту необходимо:

Таблица 10 – Положение кранов при заполнении контура перекачки газом

Ремонтируемый участок (УГР)		
кран	Регулировать подачу газа	Обводной
кран	Открыть	Свечной
Действующий участок (УГД)		
кран	Регулировать подачу газа	Обводной
кран	Открыть	Свечной

Давление необходимо контролировать по показаниям манометров;

10. После заполнения контура перекачки газа до давления 2,0 МПа необходимо произвести следующее:

Таблица 11 – Положение кранов после заполнения контура

Ремонтируемый участок (УГР)		
кран	Закрывать	Свечной
Действующий участок (УГД)		
кран	Закрывать	Свечной

11. После выдержки продолжительностью в 1 (один) час проверить герметичность контура перекачки по показаниям манометров.

12. При падении давления в контуре перекачки, закрыть всю запорную арматуру, выявить нахождение утечек газа, выпустить газ из контура через свечи, открыв краны на манифольде, устранить причины не герметичности контура и повторить п.п. 9-11.

13. При отсутствии утечек из контура перекачки необходимо поднять давление в контуре перекачки газа до рабочего для этого:

Таблица 12 – Положение кранов при поднятии давления в контуре перекачки

Ремонтируемый участок (УГР)		
кран	Открыть	Свечной
Действующий участок (УГД)		
кран	Открыть	Свечной

Давление контролировать по показаниям манометров.

14. После выравнивания давления свечные краны закрыть.

15. После выдержки продолжительностью 1 (один) час проверить герметичность контура перекачки по показаниям манометров.

16. При падении давления в контуре перекачки, закрыть всю запорную арматуру, выявить нахождение утечек газа, выпустить газ из контура через свечи открыв краны манифольда, устранить причины не герметичности контура и повторить п.п. 12-15.

К перекачке газа приступают по распоряжению руководителя работ.

17. Перед пуском МКУ представителям специализированной организации и газотранспортного дочернего предприятия необходимо зафиксировать в Техническом акте начальные показания приборов учёта расхода топливного, перекачиваемого газа и расчётные величины объёма газа в УГР.

18. После подтверждения готовности контура перекачки и МКУ к работе по команде руководителя работ начать перекачку газа, открыв свечные краны.

В соответствии с руководством по эксплуатации поочерёдно запустить МКУ и произвести перекачку газа из участка УГР в УГД.

19. По достижению в УГР (остаточного) давления газа 1,0 МПа по команде руководителя работ перекачку прекратить, МКУ остановить.

20. О выполнении перекачки газа оформить Технический акт, в котором зафиксировать конечные показания приборов учёта расхода топливного и перекачиваемого газа.

21. После перекачки газа необходимо закрыть обводные и свечные краны линейного крана на УГР и УГД.

22. Плавно открыть свечные краны манифольдов и через свечи выпустить оставшийся в контуре перекачки газ в атмосферу. Закрывать краны.

23. После стравливания газа демонтировать шлейфы.

24. Положение запорной арматуры после завершения работ по перекачке газа выполнить в соответствии с п. 1

25. В процессе перекачки газа эксплуатацию и техническое обслуживание МКУ и другого технологического оборудования контура перекачки производить в соответствии с руководствами по эксплуатации и техническому обслуживанию.

26. В процессе перекачки газа контролировать и регистрировать наработку каждой МКУ; давления и температуры газа на входе и выходе МКУ; расходы перекачиваемого и топливного газов; температуру атмосферного воздуха и параметры, предусмотренные руководствами по эксплуатации изготовителей оборудования; ГТДО (газотранспортное дочернее общество) контролирует и регистрирует уровень загазованности.

27. При возникновении в процессе перекачки газа аварийной ситуации (отказа) работу немедленно прекратить, комиссии установить возможность, целесообразность и процедуру продолжения работы или необходимость выпуска газа из УГР в атмосферу для устранения аварии (инцидента).

В качестве примера приведена технологическая схема перекачки по схеме «в параллельный газопровод» в Приложении Б.

В данной главе рассмотрена технология применения мобильных компрессорных установок (станций), альтернативные методы выработки газа

и их недостатки. Все это позволяет сделать вывод о будущей необходимости использования МКС на участке газопровода «Сила Сибири».

## 5 Расчетная часть

Эффективность использования МКС и определяется временем перекачки газа, в том числе временем монтажа необходимого оборудования, и надежностью оборудования. Поэтому, мной предлагается дооборудование кранового узла на стадии строительства или эксплуатации до начала капитального ремонта. В связи с этим, далее будет осуществлен подбор оборудования [30] для байпасной линии линейного крана с целью минимизации отказов для повышения эффективности на основе имеющихся данных.

Кроме того, участок МГ с давлением 9,8 МПа будет посчитан на прочность и устойчивость, а также приведена зависимость длины трещины и критического давления от глубины трещины при КРН.

### 5.1 Расчет тройника и отвода на прочность и толщину стенки

#### 5.1.1 Расчет тройника

Толщина стенки вычисляется по формуле:

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2\varphi \cdot [\sigma] + P} \quad (1)$$

где  $P$  – рабочее давление в трубопроводе;

$D$  – диаметр трубы;

$\varphi$  – коэффициент прочности;

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение для марок стали.

Значение коэффициента прочности  $\varphi$  принимается по формуле:

$$\varphi = \min[\varphi_d, \varphi_w], \quad (2)$$

где  $\varphi_d$  – коэффициент прочности элемента с отверстием;

$\varphi_w$  – коэффициент прочности сварного шва, равный 0,8 – для всех видов электросварки при контроле шва не менее чем 10 % его длины.

Допускаемое напряжение для марок стали (*сталь К60*) при расчете элементов и соединений трубопроводов на статическую прочность определяется по формуле:

$$[\sigma] = \min \left[ \frac{R_e \text{ или } R_{p0,2}}{n_T}, \frac{R_m}{n_B}, \frac{R_d}{n_d}, \frac{R_c}{n_c} \right] = \min \left[ \frac{400}{1,625}, \frac{680}{2,625} \right] \quad (3)$$
$$= 246,15 \text{ МПа},$$

где  $R_{p0,2}$  – минимальное значение условного предела текучести при расчетной температуре (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2 %), 400 МПа;

$R_m$  – минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при расчетной температуре, 680 МПа;

$R_d$  – предел длительной прочности при расчетной температуре, МПа;

$R_c$  – среднее значение предела ползучести при расчетной температуре, МПа;

$n_T$  – коэффициент запаса прочности по пределу текучести;

$n_B$  – коэффициент запаса прочности по временному сопротивлению (пределу прочности);

$n_d$  – коэффициент запаса прочности по пределу длительной прочности;

$n_c$  – коэффициент запаса прочности по пределу ползучести.

Коэффициенты запаса прочности определяются по формулам:

$$n_T = n_d = 1,3 \cdot \gamma = 1,625, \quad (4)$$

$$n_B = 2,1 \cdot \gamma = 2,625,$$

$$n_c = 1,$$

где  $\gamma$  – коэффициент надежности, зависящий от группы и категории трубопровода (рисунок).

МГ «Сила Сибири» относится к I категории трубопроводов, транспортируемое вещество к группе А. Следовательно, для расчета примем  $\gamma = 1,25$ .

Транспортируемые вещества	Коэффициент надежности $\gamma$ для трубопроводов категорий		
	I, II	III, IV	V
Газы всех групп, сжиженные газы, вещества группы А	1,25	1,15	1,10
Вещества групп Б и В, кроме газов	1,15	1,05	1,00

Рисунок 8 – Значения коэффициента надежности  $\gamma$

Принимаем штампованный переходной тройник исполнения 2,  $D = 300$  мм,  $S = S_1 = 16$  мм,  $D_1 = 219$  мм,  $r = 15$  мм.

Диаметр ответвления «В свету»:

$$d_B = d - 2S_1 = 219 - 2 \cdot 16 = 187 \text{ мм},$$

Внутренний радиус отбортовки равен:

$$R = r + S_1 = 15 + 16 = 31 \text{ мм}.$$

Эквивалентный диаметр отверстия при наличии радиусного перехода определяем по формуле:

$$d_{eq} = d_B + 0,5R = 187 + 15,5 = 202,5 \text{ мм}.$$

Расчетный коэффициент прочности магистрали определяем по формуле:

$$\varphi_d = \frac{2}{1,75 + \frac{d_B}{\sqrt{(D-S)(S-C)}}} \left[ 1 + \frac{\sum A}{2(S-C) \cdot \sqrt{(D-S)(S-C)}} \right] \quad (5)$$

$$= \frac{2}{1,75 + \frac{202,5}{\sqrt{(325-16)(16-5,56)}}} \cdot [1 + 0] = 0,38,$$

где  $\sum A$  – сумма укрепляющих площадей накладки и штуцера,  $\sum A = 0 \text{ мм}^2$ ;

$C$  – прибавка к расчетной толщине стенки:

$$C = C_1 + C_2 = 5,56 \text{ мм}, \quad (6)$$

где  $C_1$  – технологическая прибавка, мм, равна 15%;

$C_2$  – прибавка для компенсации коррозии и износа, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации, мм.

$$C_1 = 0,15 \cdot 16 = 2,4 \text{ мм}, \quad (7)$$

$$C_2 = \Pi \cdot \tau + C_{и} = 3,16 \text{ мм},$$

где  $\Pi$  – скорость проникновения коррозии, 0,08 мм/год;

$\tau$  – расчетный срок службы трубопровода, 27 лет;

$C_{и}$  – прибавка для компенсации износа, 1 мм.

Расчетную толщину стенки магистрали определяем по формуле:

$$S_{p7} = \frac{P \cdot D}{2\varphi_d[\sigma]_{20} \cdot A_t + P} = \frac{9,8 \cdot 325}{2 \cdot 0,38 \cdot 266,7 \cdot 1 + 9,8} = 14,9 \text{ мм}, \quad (8)$$

где  $A_t$  – температурный коэффициент, принимаемый равным 1 при температуре среды меньше 200°C;

$[\sigma]_{20}$  – допускаемое напряжение при температуре 20 °C, МПа:

$$[\sigma]_{20} = \min \left[ \frac{R_e \text{ или } R_{p0,2}}{n_T}, \frac{R_m}{n_B} \right] = \min \left[ \frac{510}{1,625}, \frac{700}{2,625} \right] = 266,7 \text{ МПа}.$$

Исполнительная толщина стенки магистрали без учета технологической прибавки должна быть:

$$S_7 \geq S_{p7} + C_2 = 14,9 + 3,16 = 18,06 \text{ мм}.$$

Предварительно приняв толщину стенки трубы  $S=18$  мм, технологическая прибавка составит:

$$C_1 = 18 \cdot 0,15 = 2,7 \text{ мм}.$$

Прибавку к расчетной толщине определяем по формуле:

$$C = C_1 + C_2 = 2,7 + 3,16 = 5,86 \text{ мм}.$$

Номинальную толщину стенки магистрали определяем по формуле:

$$S_7 \geq S_{p7} + C = 14,9 + 5,86 = 20,76 \text{ мм}.$$

Принимаем тройник с толщинами стенок  $S=S_1=22$  мм.

Пересчитываем коэффициент прочности магистрали при новой толщине стенки:

$$\varphi_d = \frac{2}{1,75 + \frac{d_B}{\sqrt{(D-S)(S-C)}}} \left[ 1 + \frac{\Sigma A}{2(S-C) \cdot \sqrt{(D-S)(S-C)}} \right]$$

$$= \frac{2}{1,75 + \frac{202,5}{\sqrt{(325-22)(18-5,86)}}} \cdot [1 + 0] = 0,43,$$

Уточняем расчетную толщину стенки магистрали:

$$S_{p7} = \frac{P \cdot D}{2\varphi_d[\sigma]_{20} \cdot A_t + P} = \frac{9,8 \cdot 325}{2 \cdot 0,43 \cdot 266,7 \cdot 1 + 9,8} = 13,3 \text{ мм.}$$

Номинальную толщину стенки магистрали определяем по формуле:

$$S_7 \geq S_{p7} + C = 13,3 + 5,56 = 18,86 \text{ мм.}$$

Окончательно принимаем толщину стенки магистрали  $S = 22$  мм.

Расчетное напряжение от внутреннего давления в стенке магистрали, приведенное к нормальной температуре, вычисляем по формуле:

$$\sigma = \frac{P \cdot [D - (S - C)]}{2\varphi_d \cdot (S - C) \cdot A_t} = \frac{9,8 \cdot (325 - (22 - 5,86))}{2 \cdot 0,43 \cdot (22 - 5,86) \cdot 1} = 218,06 \text{ МПа.}$$

$\sigma = 218,06 \text{ МПа} < [\sigma]_{20} = 266,7 \text{ МПа}$ , значит, условие прочности выполняется.

Допустимое внутреннее давление вычисляем по формуле:

$$[P] = \frac{2 \cdot \varphi_d \cdot [\sigma]_{20} \cdot A_t (S - C)}{D - (S - C)} = \frac{2 \cdot 0,43 \cdot 266,7 \cdot 1 \cdot (22 - 5,86)}{325 - (22 - 5,86)} = 11,98 \text{ МПа.}$$

$P_p = 9,8 \text{ МПа} < [P] = 11,98 \text{ МПа}$ , значит, условие прочности выполняется.

### 5.1.2 Расчет отвода

Для присоединения (сваркой) к ответвлению тройника, предварительно принимаем отвод типа 3D исполнения 2,  $D=219$  мм,  $R=300$  мм.

Толщина стенки вычисляется по формуле:

$$S_p = \frac{P \cdot D}{2\varphi \cdot [\sigma] + P} = \frac{9,8 \cdot 219}{2 \cdot 246,15 + 9,8} = 4,3 \text{ мм.}$$

$\varphi$  – коэффициент прочности принимаем равным 1, так как гнутый отвод – бесшовный.

В трубопроводах, подлежащих проверке на выносливость, расчетную толщину стенки трубы-заготовки  $S_{p1}$ , следует вычислять по формуле:

$$S_{p1} = k_1 \cdot S_p, \quad (9)$$

где  $k_1$  – коэффициент увеличения напряжений в отводах, определяемый по рисунку 9 методом интерполяции.

$\frac{S_p}{D-S_p}$	Значение $k_1$ для $a_p$ , равной								
	20	18	16	14	12	10	8	6	≤4
0,02	2,05	1,90	1,75	1,60	1,45	1,30	1,20	1,10	1,00
0,03	1,85	1,75	1,60	1,50	1,35	1,20	1,10	1,00	1,00
0,04	1,70	1,55	1,45	1,35	1,25	1,15	1,05	1,00	1,00
0,05	1,55	1,45	1,40	1,30	1,20	1,10	1,00	1,00	1,00
0,06	1,45	1,35	1,30	1,20	1,15	1,05	1,00	1,00	1,00
0,07	1,35	1,30	1,25	1,15	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00
0,08	1,30	1,25	1,15	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00
0,09	1,25	1,20	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,10	1,20	1,15	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,11	1,15	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,12	1,15	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,13	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,14	1,10	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,15	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,16	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
0,17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Примечание. Значение  $k_1$  для промежуточных значений  $S_p / (D - S_p)$  и  $a_p$  следует определять линейной интерполяцией.

Рисунок 9 – Значение коэффициента  $k_1$  [30]

Расчетную относительную овальность  $a_p$  следует определять по формуле:

$$a_p = a + a_0 = 11,6\%,$$

где  $a$  – нормативная относительная овальность, %;

$a_0$  – добавочная относительная овальность, %, принимается равной 0.

Нормативную относительную овальность следует принимать по стандартам и техническим условиям на конкретные отводы или рассчитывать по формуле:

$$a = 200 \frac{D_{\max} - D_{\min}}{D_{\max} + D_{\min}} = 11,6\%, \quad (10)$$

где  $D_{\max}$  – максимальный наружный диаметр, 236 мм;

$D_{\min}$  – минимальный наружный диаметр, 210 мм.

Методом интерполяции получаем  $k_1 = 1,00$ . Тогда расчетная толщина стенки:

$$S_{p1} = k_1 \cdot S_p = 1 \cdot 4,3 = 4,3 \text{ мм.}$$

Исполнительная толщина стенки гнутого отвода без учета технологической прибавки должна быть:

$$S_1 \geq S_p + C_2 = 4,3 + 3,16 = 7,46 \text{ мм.}$$

Предварительно приняв толщину стенки заготовки отвода (трубы)  $S=8$  мм, технологическая прибавка составит:

$$C_1 = 8 \cdot 0,15 = 1,2 \text{ мм.}$$

Прибавку к расчетной толщине определяем по формуле:

$$C = C_1 + C_2 = 1,2 + 3,16 = 4,36 \text{ мм.}$$

Исполнительная толщина стенки гнутого отвода с учетом прибавки к расчетной толщине составит:

$$S_p \geq S_{p1} + C = 4,3 + 4,36 = 8,66 \text{ мм.}$$

По ГОСТ 8732-78 принимаем толщину стенки гнутого отвода  $S=9$  мм.

Расчетное напряжение от внутреннего давления, приведенное к нормальной температуре, определяем по формуле:

$$\sigma = \frac{k_1 \cdot P \cdot [D - (S - C)]}{2\varphi \cdot (S - C) \cdot A_t} = \frac{1 \cdot 9,8 \cdot (219 - (9 - 4,36))}{2 \cdot 1 \cdot (9 - 4,36) \cdot 1} = 226,4 \text{ МПа.}$$

$\sigma = 226,4 \text{ МПа} < [\sigma]_{20} = 266,7 \text{ МПа}$ , значит, условие прочности выполняется.

Допустимое внутреннее давление вычисляем по формуле:

$$[P] = \frac{2 \cdot \varphi \cdot [\sigma]_{20} \cdot A_t (S - C)}{k_1 \cdot (D - (S - C))} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 266,7 \cdot 1 \cdot (9 - 4,36)}{1 \cdot (219 - (9 - 4,36))} = 11,55 \text{ МПа.}$$

$P_p = 9,8 \text{ МПа} < [P] = 11,55 \text{ МПа}$ , значит, условие прочности выполняется.

Таблица 13 – Подобранные элементы дооборудования кранового узла

Тройник	300x200 штампованной исполнения 2, с толщиной стенок 22 мм
Гнутый	бесшовный, типа 3D исполнения 2, $D=219$ мм, $R=300$ мм,

отвод	толщина стенок 9 мм.
-------	----------------------

## 5.2 Расчет газопровода на прочность и устойчивость

Вследствие того, что газопровод залегает в грунте с малой несущей способностью, подверженном заболачиванию, произведен расчет на прочность и устойчивость участка МГ в данном грунте.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 14. Все расчеты приведены на основании СП 36.13330.2012 [31].

Таблица 14 – Исходные данные

Параметры	Значение
$d_{\text{Трнар}}$ - диаметр газопровода наружный, мм	1420
Марка стали	K65
$t^0$ - температура при сварке замыкающего стыка	-28
$t^0$ -температура эксплуатации трубопровода	17
$\rho$ - средняя плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,8
$P_1$ – рабочее давление , кгс/см <sup>2</sup>	99,93 (9,8 МПа)
Тип грунта	Супеси
$\rho_{\text{и}}$ - радиус упругого изгиба трубопровода, м	2200

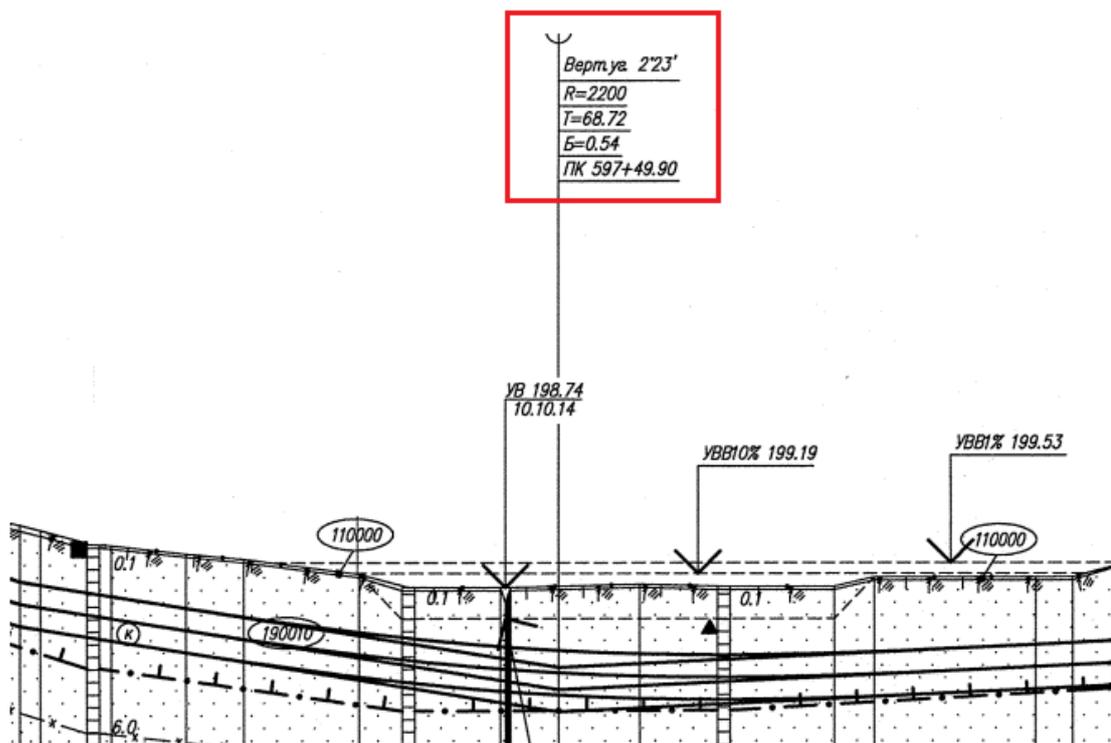


Рисунок 10 – Профиль участка газопровода

### 5.2.1 Определение толщины стенки газопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода  $\delta$ , мм, следует определять по формуле:

$$\delta_n = \frac{n \cdot P \cdot D_n}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 10^6 \cdot 1,420}{2 \cdot (547,83 \cdot 10^6 + 1,1 \cdot 9,8 \cdot 10^6)} = 0,0137 \text{ м} = 13,7 \text{ мм}$$

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

$P$ , МПа – рабочее давление в трубопроводе, примем за давление  $P_1$ ,

9,8 МПа

$D_n$ , мм – наружный диаметр трубы;

$R_1$  – расчетное сопротивление растяжению, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{k_1 \cdot k_H} = \frac{980 \cdot 10^6 \cdot 0,99}{1,4 \cdot 1,265} = 547,83 \text{ МПа}$$

где  $m_0$  - коэффициент условий работы трубопровода, примем  $m_0 = 0,990$  ( III категория трубопровода);

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу, примем  $k_1 = 1,40$ ;

$k_n$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода, для трубопроводов номинальным диаметром 1400 мм примем  $k_n = 1,265$ ;

$R_1^H$  - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления  $\sigma_{вр} = R_1^H$ , МПа, примем  $\sigma_{вр} = 980$  МПа для стали марки 65 [35];

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения  $\delta_n$ , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,42}{2 \cdot (547,83 \cdot 0,47 + 1,1 \cdot 9,8)} = 0,0285 \text{ м} = 28,5 \text{ мм}$$

Где  $\psi_1$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{прN}|}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{прN}|}{R_1} \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-370,36|}{547,83}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-370,36|}{547,83} = 0,47 \end{aligned}$$

где  $\sigma_{прN}$  - продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб, определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \sigma_{прN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2\delta_n} \\ &= -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 155,13 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 10^6 \cdot 1,392}{2 \cdot 0,014} \\ &= -370,36 \text{ МПа} \end{aligned}$$

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

$E = 2,06 \cdot 10^{11}$  МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu=0,26-0,33$  - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона), при расчётах можно принять 0,3;

$D_n$ , мм - диаметр трубы.

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад.

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 547,83}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 66,48 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 547,83}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 155,13 \text{ град}$$

К дальнейшему расчету принимаем больший перепад температуры.

Находим величину продольных осевых сжимающих напряжений:

Если  $\sigma_{npN} = (-)$  МПа – отрицательное значение, это означает, что присутствуют сжимающие напряжения. Тогда рассчитывают коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб  $\psi_1$ .

При наличии продольных напряжений расчетную толщину стенки пересчитывают.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения  $\delta_n$ , предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями.

Исходя из приведенных расчетов и наличия продольных осевых сжимающих напряжений, толщина стенки газопровода  $\delta_n = 29$  мм [32].

## **5.2.2 Проверка на прочность подземного газопровода в продольном направлении**

Проверку на прочность следует производить из условия:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 \cdot R_1;$$

$$|-370,36| < 174,89,$$

где  $\sigma_{npN}$  - продольное осевое напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий:

$$\sigma_{\text{прN}} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{\delta_{\text{н}}} = -370,36 \text{ МПа},$$

где  $\psi_2$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{прN}} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{\text{прN}} < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = 0,676,$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{1,1 \cdot 9,8 \cdot 10^6 \cdot 1,392}{2 \cdot 0,029} = 258,72 \text{ МПа},$$

Вычисляем комплекс  $\psi_2 \cdot R_1 = 174,89$ .

Проверить условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется или нет. Если условие прочности не выполняется, то необходимо увеличить толщину стенки трубопровода либо поменять марку стали.

Таким образом, из верного неравенства можно сделать вывод, что условие выполняется, то есть проверка на прочность пройдена.

### 5.2.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}};$$

$$|-379| \leq 532,4;$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}};$$

$$235,2 \leq 532,4,$$

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

$\psi_3$  - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} > 0$ ) принимаемый равным единице, при сжимающих ( $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} < 0$ ) определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{\sigma_{\text{кц}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}}};$$

$$\frac{m_0}{0,9 \cdot k_{\text{H}}} \cdot R_2^{\text{H}} = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,265} \cdot 785 = 682,61 \text{ МПа},$$

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left( \frac{235,2}{682,61} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{235,2}{682,61} = 0,78,$$

где,  $R_2^{\text{H}}$  - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести  $\sigma_{\text{тек}} = R_2^{\text{H}}$ , МПа, примем  $\sigma_{\text{тек}} = 785$  МПа [35].

$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}}$  - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{H}}} = \frac{9,8 \cdot 10^6 \cdot 1,392}{2 \cdot 0,029} = 235,2 \text{ МПа}.$$

Максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$  определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопровода при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные перемещения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{и}}};$$

где  $R_{\text{и}}$ , м - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр1}}^{\text{H}} &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{и}}} \\ &= 0,3 \cdot 235,2 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 155,13 \\ &\quad + \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,42}{2 \cdot 2200} = -246 \text{ МПа}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр2}}^{\text{H}} &= \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{H}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{H}}}{2 \cdot R_{\text{и}}} \\ &= 0,3 \cdot 235,2 \cdot 10^6 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 155,13 \\ &\quad - \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,42}{2 \cdot 2200} = -379 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Проверку выполняем по наибольшим по абсолютному значению продольным напряжениям  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}}$ , МПа.

Если условия не выполняются, то для выполнения условий увеличиваем толщину стенки трубы ближайшую по сортаменту или увеличиваем радиус упругого изгиба трубопровода, также можно выбрать марку стали с лучшими механическими характеристиками.

Из полученных верных неравенств следует, что условие для предотвращения пластических деформаций выполняется.

#### **5.2.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении**

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы следует производить из условия:

$$\begin{aligned} S &\leq m_0 \cdot N_{\text{кр}}; \\ 4,95 &\leq 13,2 \end{aligned}$$

Условие общей устойчивости трубопровода выполняется.

где  $S$  — эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода;

$N_{кр}$  — продольное критическое усилие, Н или МН, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода  $S$  следует определять от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта  $S$  определяется по формуле:

$$\begin{aligned} S &= [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta T] \cdot F \\ &= [(0,5 - 0,3) \cdot 258,72 \cdot 10^6 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 155,13] \\ &\quad \cdot 0,062 = 3,2 \text{ МН.} \end{aligned}$$

$F$ - площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{ВН}^2) = \frac{\pi}{4} \cdot (1,42^2 - 1,392^2) = 0,062 \text{ м}^2.$$

Для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие находится по формуле:

$$\begin{aligned} N_{кр}^{(1)} &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \\ &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{103045,9^2 \cdot 23244,34^4 \cdot 0,062^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11})^5 \cdot (1,37 \cdot 10^{-3})^3} \\ &= 23 \text{ МН,} \end{aligned}$$

где  $P_0$  - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

$J$  - осевой момент инерции металла трубы, определяется по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (1,42 - 1,392)^4 = 1,37 \cdot 10^{-3} \text{ м}^4,$$

где  $q_{верт}$  - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, Н/м:

$$\begin{aligned}
q_{\text{верт}} &= n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \cdot \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{тр}} \\
&= 1,15 \cdot 2700 \cdot 1,42 \cdot \left( 1 + \frac{1,42}{2} - \frac{\pi \cdot 1,392}{8} \right) + 18113,73 \\
&= 23244,34 \text{ Н.}
\end{aligned}$$

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определяется по формуле:

$$\begin{aligned}
P_0 &= \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot (C_{\text{гр}} + P_{\text{гр}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{гр}}) = 3,14 \cdot 1,42 \cdot (19000 + 10276,7 \cdot 0,4) \\
&= 103045,9 \text{ Па,}
\end{aligned}$$

где  $C_{\text{гр}}$ , 19 кПа - коэффициент сцепления грунта;  $P_{\text{гр}}$  - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{\text{гр}}$ , 28- угол внутреннего трения грунта;

Среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом вычисляется по формуле:

$$\begin{aligned}
P_{\text{гр}} &= \frac{2 \cdot n_{\text{гр}} \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot D_{\text{н}} \left[ \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{8} \right) + \left( h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \right] + q_{\text{тр}}}{\pi \cdot D_{\text{н}}} \\
&= \frac{2 \cdot 1,15 \cdot 2700 \cdot 1,42 \cdot \left[ \left( 0,8 + \frac{1,42}{8} \right) + \left( 0,8 + \frac{1,42}{2} \right) \cdot 0,6^2 \right] + 250,7}{\pi \cdot 0,209} \\
&= 10276,7 \text{ Па,}
\end{aligned}$$

где  $n_{\text{гр}}=1,15$  - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{\text{гр}}$ , кН/м<sup>3</sup> -удельный вес грунта, 2,7 т/м<sup>3</sup>;

$h_0$ , м - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода, примем  $h_0 = 0,8$  м

$q_{\text{тр}}$  — расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}} = 4609,3 + 460,93 + 13043,5 = 18113,73 \text{ Н/м}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м:

$$q_{\text{м}} = n \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (1,42^2 - 1,392^2) = 4609,3 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

где  $n_{св} = 0,95$  - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_m$  - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, для стали  $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$

Нагрузка от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов:

$$q_{и} = n_{св} \cdot \pi \cdot D_{н} \cdot g \cdot (K_{ип} \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об})$$

или  $q_{и} = 0,1 \cdot q_m$ ;

$$q_{и} = 0,1 \cdot q_m = 0,1 \cdot 4609,3 = 460,93 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

где  $K_{ип} = K_{об} = 2,30$  - коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{и}$ , мм,  $\rho_{ип}$ , кг/м<sup>3</sup> —соответственно толщина и плотность изоляции;  $\delta_{об}$ , мм,  $\rho_{об}$ , кг/м<sup>3</sup> - соответственно толщина и плотность оберточных материалов.

Нагрузка от веса нефти, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{пр} = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} = 840 \cdot 9,81 \cdot \frac{\pi \cdot 1,42^2}{4} = 13043,5 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$$

Вычисляем комплекс  $m_0 \cdot N_{кр}^{(1)}$ , МН;

$$3,2 < 22,77.$$

Проверяем  $S < m_0 \cdot N_{кр}^{(1)}$ , МН или больше  $m_0 \cdot N_{кр}$ . Следовательно, условие  $S < m_0 \cdot N_{кр}$ , МН выполняется, в таком случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом определяем по формуле:

$$\begin{aligned} N_{кр}^{(2)} &= 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_{н} \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{5 \cdot 0,209 \cdot 10^6 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 1,93 \cdot 10^{-5}} \\ &= 89,5 \text{ МН}, \end{aligned}$$

где  $k_0$ , МН/м<sup>3</sup> - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии, примем  $k_0 = 5 \text{ МН/м}^3$ .

Вычисляем комплекс  $m_0 \cdot N_{кр}^{(2)}$ , МН;

Если  $S < m_0 \cdot N_{кр}^{(2)}$ , МН, то условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода обеспечено. Из полученного неравенства можно сделать вывод, что условие обеспечено, т.к.  $3,2 < 89,5$ .

### 5.3 Расчет размера дефекта и критического давления МГ

Расчеты в данном разделе проведены по СТО Газпром 2-2.3-173-2007 [33].

Для поперечных стресс-коррозионных дефектов максимальные растягивающие продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  от нормативных нагрузок и воздействий: внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба - при проектном положении газопровода вычисляют по формуле:

$$\sigma_{пр} = \sigma_{пр}^M + \sigma_{прN} = 209,3 \text{ МПа}, \quad (11)$$

где  $\sigma_{пр}^M$  – напряжение от изгибающих нагрузок, найденное ранее, равное 103 МПа;

$\sigma_{прN}$  - напряжения от осевых нагрузок, найденное ранее, равное -106,3 МПа.

$\Phi$ - полный эллиптический интеграл второго рода, вычисляемый по формуле:

$$\Phi = \left( 1 + 1,464 \left( \frac{b}{a} \right)^{1,65} \right)^{0,5} = 1,99$$

$F$ - поправочная функция, зависящая от параметров эквивалентной трещины, которую для  $\frac{b}{\delta} < 1$  и  $0,2 \leq \frac{b}{a} < \infty$  вычисляют по формуле

$$F = M_1 + M_2 \cdot \left( \frac{b}{\delta} \right)^2 + M_3 \cdot \left( \frac{b}{\delta} \right)^4$$

$d$ - толщина стенки трубы, мм;

$a$ - полудлина эквивалентной трещины, мм;

$M_{i(i=1,2,3)}$ - аппроксимирующие функции, которые при  $b \leq a$  вычисляют по формулам:

$$M_1 = 1,13 - 0,09 \left( \frac{b}{a} \right) = 0,992$$

$$M_2 = \frac{0,89}{0,2 + \left( \frac{b}{a} \right)} - 0,54 = -0,027$$

$$M_3 = 0,5 - \frac{1}{0,65 + \left( \frac{b}{a} \right)} + 14 \cdot \left( 1 - \left( \frac{b}{a} \right) \right)^{24} = 0,04$$

$$F = M_1 + M_2 \cdot \left( \frac{b}{\delta} \right)^2 + M_3 \cdot \left( \frac{b}{\delta} \right)^4$$

$$= 0,992 + (-0,027) \cdot \left( \frac{1,15}{23} \right)^2 + 0,04 \cdot \left( \frac{1,15}{23} \right)^4 = 0,99$$

Для продольного стресс-коррозионного дефекта величину напряжений, действующих в нетто-сечении стенки трубы, вычисляют по формуле

$$\sigma_{\text{нетто}} = \sigma_{\text{кц}} \cdot K_p$$

$$K_p = \frac{1 - \left( \frac{A}{A_0} \right) / f_{sh}}{1 - A/A_0} = 1$$

$$A_0 = 2a\delta = 34,5 \text{ мм}^2,$$

$$A = \frac{\pi}{4} \cdot (2a \cdot b) = 1,35 \text{ мм}^2,$$

$$f_{sh} = 4,75 - \frac{3,75}{\sqrt{1 + 1,3 \frac{a^2}{D_{\text{cp}} \cdot \delta}}} = 1$$

$$D_{\text{cp}} = D - \delta = 1397 \text{ мм.}$$

$$\sigma_{\text{нетто}} = \sigma_{\text{кц}} \cdot K_p = 162,6 \text{ МПа.}$$

Для поперечного стресс-коррозионного дефекта величину напряжений, действующих в нетто-сечении стенки трубы для условия  $ab \leq 0,3D\delta$ , вычисляют по формуле:

$$\sigma_{\text{нетто}} = \sigma_{\text{пр}} \left( 1 - 3,2 \left( \frac{ab}{D\delta} \right) \right) = 209,3 \text{ МПа},$$

для заданного стресс-коррозионного дефекта определяют размеры эквивалентной трещины  $b$ ,  $a$ ; значения критического значения вязкости разрушения  $K_{1C}$ , напряжения  $\sigma_{\text{нетто}}$ , действующего в нетто-сечении стенки трубы, и, вычисляют величину критического напряжения  $\sigma_{\text{кр}}$  по формуле:

$$\sigma_{\text{кр}} = \frac{K_{1C}^2 \Phi^2}{\pi b \cdot 10^{-3} \cdot F^2} \sqrt{\sqrt{\left( \frac{k_p^4}{4\sigma_B^4} + \frac{(\pi b \cdot 10^{-3})^2 \cdot F^4}{K_{1C}^4 \cdot \Phi^4} \right)} - \frac{k_p^2}{2\sigma_B^2}} = 339,6 \text{ МПа},$$

$$p_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot \sigma_{\text{кр}} \cdot \delta}{D - 2\delta} = 11,18 \text{ МПа}.$$

Ниже представлен график зависимости критического напряжения от размеров трещины (длины и глубины) для магистрального газопровода «Сила Сибири» (рис.10).

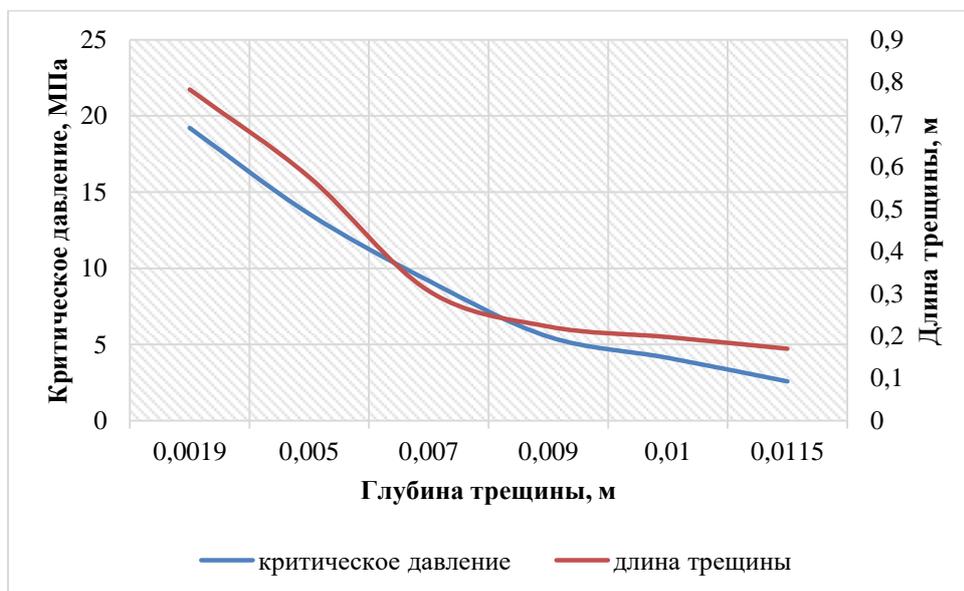


Рисунок 11 – Зависимость критического давления и длины дефекта от его глубины для МГ «Сила Сибири» (Ø 1420x23 мм из стали контролируемой прокатки группы прочности К65)

Из построенного графика можно сделать вывод, что критическое давление практически прямо пропорционально зависит от глубины трещины,

а длина трещины имеет гиперболическую зависимость от глубины. То есть, чем глубже трещина, тем меньше ее длина, однако, эта зависимость имеет наглядный характер при глубине трещины до 8 мм, далее зависимость начинает выравниваться (становится пологой) и практически не прослеживается. Что касается критического давления, ярко выражена зависимость: чем глубже трещина, тем ниже критическое давление. При глубине дефекта около 8 мм, критическое давление становится ниже рабочего, что требует срочного проведения восстановительных работ (ремонта).

## **6 Социальная ответственность**

### **Введение**

В рамках магистерской диссертации разрабатываются мероприятия по повышению эффективности эксплуатации участка магистрального газопровода при ремонтных работах путем использования мобильных компрессорных станций и дооборудования кранового узла. В административном отношении участок магистрального газопровода «Сила Сибири» – «Белогорск – Благовещенск» расположен на территории Свободненского и Благовещенского районов Амурской области на территории. Климат Амурской области умеренный, муссонный, с чертами континентальности, выражающимися в значительных колебаниях годовых температур и сравнительно небольшом количестве осадков..

В данном разделе работы анализируется влияние на человека и окружающую среду применяемого оборудования, энергии, продукции и сырья, а также техника безопасности при работе с определенным оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях.

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

К производству работ допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию, соответствующую утвержденным инструкциям по охране труда по профессиям, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний на допуск к самостоятельной работе, обученные действиям при ликвидации аварий и их последствий, имеющие соответствующую группу по электробезопасности и навыки применения соответствующих средств индивидуальной защиты (СИЗ), оказанию доврачебной помощи, прошедшие медицинский осмотр и не имеющие медицинских противопоказаний к указанной работе [1,2].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации:

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше),
- оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней),
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада),
- льготы для пенсионного обеспечения, – бесплатное лечение и оздоровление,
- выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

Все компенсации выплачиваются из страховых взносов работодателей по тарифам, установленными страховыми организациями. В ряде регионов установлен специальный тариф за неблагоприятные природные условия [3].

Компенсация дополнительного отпуска за вредные условия труда для работника предусмотрена только за те дни, которые дает работодатель сверх минимального значения (более 7). Кроме компенсаций, существует такое понятие как доплата за вредные условия труда, которая также может устанавливаться работодателем. Судебная практика указывает, что к такому роду доплат относится и так называемая компенсация морального ущерба сотрудникам, работающим в опасных условиях [1].

Персонал допускается к работе только в спецодежде и в средствах индивидуальной защиты, после инструктажа. Производственный процесс должен быть организован так, чтобы не допускать выделения в воздух рабочей зоны газа и вредных веществ.

Все эксплуатируемые электроустановки должны соответствовать требованиям «Правил технической эксплуатации электроустановок

потребителей», и других нормативных документов. Все работники должны уметь пользоваться средствами пожаротушения и уметь оказывать первую помощь при несчастном случае. Не допускается загромождение рабочих мест, проходов, доступа к противопожарному оборудованию.

## 6.2 Производственная безопасность

Возможные опасные и вредные природные факторы, возникающие и при строительстве газопровода и защитных инженерных конструкций, представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Возможные опасные и вредные факторы при проведении ремонтных работ на линейной части магистрального газопровода с использованием мобильной компрессорной станции (МКС)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [2] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [3]
2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке	+	+		ГОСТ 12.3.003-86 [4]
3. Взрывоопасность и пожароопасность		+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ [5] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [6]
4. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [7] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [8]
5. Превышение уровня шума		+	+	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [9] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [10] СП 51.13330.2011 [11]
6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны		+	+	Контроль за концентрацией токсического вещества приведен в ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [12] Контроль за уровнем загазованности приведен в ГОСТ ИЕС 60079-29-2-2013[13]

7. Отклонение показателей климата	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [19]
8. Укусы животных и насекомых		+	+	

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, а также проверку знаний СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [15].

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности. Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в «Журнал инструктажа на рабочем месте».

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

### **6.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

#### **6.3.1 Превышение уровня шума**

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, экскаватором, шлиф-машинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость и раздражительность.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-2014 [12].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши.

Степень вредности и опасности условий труда при действии виброакустических факторов устанавливается с учетом их временных характеристик (постоянный, непостоянный шум, вибрация и т.д.).

Определение класса условий труда при воздействии производственного шума, оценка условий труда при воздействии на работника непостоянного шума производится по результатам измерения эквивалентного уровня звука за смену (интегрирующим шумомером) или расчетным способом [14].

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

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию сварочного аэрозоля [4].

Сварочный аэрозоль представляет собой совокупность мельчайших частиц, образовавшихся в результате конденсации паров расплавленного металла, шлака и покрытия электродов.

При значительном содержании природного газа в воздухе, из-за снижения содержания кислорода смесь газа с воздухом действует, их вредные свойства становятся заметными при более низких концентрациях газа в воздухе.

Работы по перекачке газа в смежный участок через мобильную компрессорную станцию относятся к газоопасным работам. К газоопасным относятся работы, которые выполняются в местах с загазованной атмосферой или при выполнении этих работ возможно выделение газа и образование среды, способной вызвать отравление или привести к взрыву.

Количество газа, выбрасываемого в атмосферу при выводе газопровода в ремонт  $V_{\text{рем}}$ ,  $\text{м}^3$ , определяется по формуле (1):

$$V_{\text{рем}} = 0,00714 \cdot V_{\text{п}} \cdot \frac{P_{\text{атм}} + P_{\text{г}}}{273 + t_{\text{г}}}, \quad (1)$$

где  $V_{\text{п}}$  – объем полости газопроводов,  $\text{м}^3$ ;

$P_{\text{атм}}$  – атмосферное давление, Па;

$P_{\text{г}}$  – давление газа в газопроводе при продувке (избыточное), Па;

$t_r$  – температура газа, °С.

$$V_{\text{рем.труб}} = 0,00714 \cdot 59279 \cdot \frac{101325 + 1000000}{298} = 1564221 \text{ м}^3.$$

Объем выброса при проведении плановых работ был найден по формуле (2):

$$V_{\text{грп об}} = 9,24 \cdot d^2 \cdot t \cdot \frac{P_{\text{атм}} + P_r}{T_r} \sqrt{\frac{P_r}{\rho_{\phi}}}, \quad (2)$$

где  $d$  – внутренний диаметр трубопровода, через который производится продувка, м;

$t$  – время регулировки и настройки, ч;

$\rho_{\phi}$  – фактическая плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;

$$\begin{aligned} V_{\text{грп об}} &= 9,24 \cdot 0,150^2 \cdot 0,33 \cdot \frac{(101325 + 1000000)}{298} \sqrt{\frac{1000000}{0,83}} \\ &= 278309,9 \text{ м}^3; \end{aligned}$$

где  $\rho_{\phi}$  фактическую плотность газа находим по формуле (3)

$$\rho_{\phi} = \rho \cdot \frac{T_1 \cdot P_a}{T_r \cdot P_{\text{атм}} \cdot Z} \quad (3)$$

где  $\rho$  – абсолютная плотность газа, кг/м<sup>3</sup>, принимается по данным из паспорта качества газа;

$P_{\text{атм}}$  – атмосферное давление, Па;

$T_1$  – температура приведения, МПа;

$P_a$  – абсолютное давление газа, МПа;

$T_r$  – температура газа, К;

$Z$  – коэффициент сжимаемости;

$P_r$  – давление газа, Па;

$$\rho_{\phi} = 0,7383 \cdot \frac{273 \cdot (1 + 0,101)}{298 \cdot 0,101 \cdot 0,9822} = 0,83 \text{ кг/м}^3;$$

Общий объем выбросов природного газа при проведении ремонтных работ:

$$V_{\text{рем.общ}} = V_{\text{рем.труб}} + V_{\text{грп об}} = 1564221 + 278309,9 = 1842531 \text{ м}^3.$$

В ходе работы выполнен расчёт объема потерь природного газа, вследствие проведения обслуживания и ремонтных работ на линейной части участка магистрального газопровода. Значение составляет 1842531 м<sup>3</sup>.

### **6.3.3 Неудовлетворительные метеорологические условия на рабочем месте**

Климат Амурской области резко-континентальный с чертами муссонности. На юге области проходят изотермы от -28° до -24°С. Зима в области суровая: в Благовещенске январские температуры варьируют от -24° до -27°С. Бывают морозы до -44°С. Лето на юге области теплое. Здесь проходят изотермы от 18° до 21°С.

Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противо-энцефалитный, сапоги кирзовые.

Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни, перчатки, рукавицы [19].

### **6.3.4 Укусы животных и насекомых**

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем, существует опасность укусов кровососущими насекомыми и клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Укус клеща может вызвать воспаление головного мозга и нарушение функций ЦНС, вследствие воздействия патогенных микроорганизмов. Укусы кровососущих насекомых могут

вызвать зуд и покраснения кожи в месте укуса, а также вызвать реакцию сенсibilизации и общую интоксикацию организма вследствие химического воздействия на организм в виде токсичного вещества [19].

Для защиты от укусов кровососущих насекомых и клещей используется:

- Средство для обработки одежды (защитный аэрозоль);
- Средство для нанесения на кожу (спрей);
- Костюм для защиты от вредных биологических факторов с сеткой.иммуноглобулина.

### **6.3.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5лк при работе вручную и не менее 10лк при работе с помощью машин и механизмов [16].

## **6.4 Анализ основных опасных факторов и мероприятия по их устранению**

### **6.4.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)**

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов [4,5].

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места и способы заземления машин, имеющих электропривод, указать способы

взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

Установка (укладка) грузов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение транспортного средства и груза при погрузке, транспортировке и разгрузке.

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

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

#### **6.4.2 Электрическая дуга и металлические искры при сварке**

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки [9].

Для подвода тока к электро-держателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией. Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20 м от места огневой работы. После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

### **6.4.3 Электрический ток**

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое [10].

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·м.
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”.

Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

### **6.4.4 Пожарная и взрывная безопасность**

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.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ.

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов. Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках. Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

#### **6.4.5 Экологическая безопасность**

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

##### **6.4.5.1 Защита атмосферы.**

Воздействие на атмосферный воздух в период проведения работ можно отнести к кратковременному воздействию. Оно происходит за счет выбросов загрязняющих веществ и является временным [20].

Источниками загрязнения при строительстве являются:

- работа строительных механизмов и автотранспорта (выделяются отработанные газы);
- сварочные работы;

- опорожнение трубопровода перед врезкой путем стравливания газа в свечу;
- выемочно-погрузочные работы;
- земляные работы и работа с сыпучими материалами (выделяется пыль).

К мероприятиям по снижению воздействия на атмосферу относятся:

- применение герметичных и закрывающихся емкостей для хранения ГСМ;
- использовать только исправную технику, прошедшую контроль токсичности отработанных газов;
- осмотр и регулировка топливной аппаратуры дизельной техники для снижения расхода дизтоплива;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- запрещение ремонтных работ, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- проведение работ с возможным минимальным использованием технических средств [15].

В период нормального режима эксплуатации магистральные газопроводы не оказывают отрицательного воздействия на атмосферный воздух.

#### **6.4.5.2 Защита гидросферы.**

Негативное воздействие на поверхностные и подземные воды может произойти при выполнении следующих работ [21]:

- земляные работы вблизи и на участках с высоким стоянием грунтовых вод;
- работы в русле и на пойме реки при демонтаже и монтаже трубопровода;
- передвижение и заправка техники;

- слив воды на водосборную площадь после использования для производственных целей;
- забор воды для проведения гидроиспытаний;
- размещение строительных и бытовых отходов.

Для снижения воздействия на гидросферу и затрат на их возмещение при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе необходимо выполнение следующих мероприятий:

- Использование емкостей для сбора отработанных ГСМ, хозяйственных и производственных отходов;
- Оборудование передвижных емкостей приспособлениями, исключающими разлив ГСМ при их транспортировке и заправке техники;
- Строгое соблюдение правил работы в водоохранной зоне;
- Озеленение водоохранных зон;
- Ликвидация отходов производства и хозяйственных отходов на местах работы строительной бригады.

В период эксплуатации система трубопроводного транспорта газа герметична и не оказывает негативное воздействие на поверхностные и подземные воды.

#### **6.4.5.3 Защита литосферы**

Для выполнения работ по сооружению газопровода требуется выполнить отчуждение земель на период производства работ [15]. В зоне производства работ при строительстве произойдет негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Тип воздействия - механическое разрушение, образование и размещение отходов производства и потребления [18].

Потенциальными источниками воздействия являются:

- расчистка полосы отвода от лесорастительности;
- передвижение строительной техники;

- земляные работы при разработке траншеи;
- устройство временных отвалов грунта;
- устройство проездов;
- устройство амбара для слива воды после гидроиспытаний.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период производства работ предусмотрены следующие мероприятия:

- первоочередное строительство внутриплощадочных проездов;
- проезд строительной техники только в пределах зоны производства работ;
- своевременная уборка мусора и отходов для исключения загрязнения территории отходами производства;
- запрещение использования неисправных, пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств;
- применение строительных материалов, имеющих сертификат качества;
- для исключения разлива, ГСМ заправка техники осуществляется на временной площадке с твердым покрытием и обваловкой (после завершения работ площадка демонтируется);
- размещение отвалов грунта в пределах границ зоны производства работ;
- рекультивация нарушенных земель.

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

## **6.6 Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайными ситуациями, которые могут возникнуть при строительстве трубопровода и защитных конструкций, являются: пожар,

взрыв на рабочем месте и ЧС природного характера в виде возникновения оползня.

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте.

До начала работ должны быть разработаны мероприятия по пожарной безопасности, которые вносятся в план производства работ [7]. Мероприятия по предотвращению пожара:

- Работы должны производиться с соблюдением правил пожарной безопасности;
- Персонал должен пройти внеочередной инструктаж по пожарной безопасности;
- Проведение периодического контроля состояния воздушной среды в рабочей зоне;
- Работники должны быть одеты в спецодежду, не накапливающую статическое электричество и иметь средства индивидуальной защиты;
- Электрооборудование должно находиться в исправном состоянии и быть заземлено;
- Рабочее место должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения;
- Установки пожаротушения эксплуатируют в режиме автоматического пуска. Перевод установок пожаротушения в режим дистанционного управления допускают на время проведения регламентных работ по ремонту и техническому обслуживанию технологического оборудования защищаемого объекта [7].

При возникновении пожара на магистральных газопроводах оперативный персонал должен аварийно остановить компрессорную станцию и отключить аварийный участок. При этом необходимо, чтобы выгорел скопившийся под высоким давлением газ. Наиболее эффективно тушение

таких пожаров с помощью порошковых огнегасительных составов на основе бикарбонатов калия и натрия, а также, введение газовых средств тушения в магистраль, по которой поступает горючий газ. В газопроводе просверливают отверстие и через него подают огнегасительный газ (диоксид углерода, инертные газы), расход которого должен в 2-5 раз превышать расход горючего газа

Для освещения рабочего места на загазованных участках разрешается применять только аккумуляторные фонари во взрывобезопасном исполнении.

Одновременно с тушением пожара на газопроводе необходимо осуществлять его охлаждение. Во избежание разрушений, деформаций и разрывов нельзя допускать попадание воды на оборудование и газопровод, которые по условиям технологического процесса работают при высоких температурах.

### **Заключение**

В данном разделе рассмотрены основные факторы, представляющие вред и опасность на производстве, причины их появления, а также методы, позволяющие уменьшить вред воздействия на организм человека.

При ремонте магистральных газопроводов и эксплуатации необходимого оборудования необходимо уделять большое внимание экологической и производственной безопасности.

Анализ вредных и опасных производственных факторов при проведении ремонтных работ на участке магистрального газопровода с применением мобильной компрессорной станции показал, что необходимо использовать исправное оборудование и соблюдать технику безопасности, чтобы обеспечить безопасную работу сотрудников и экологическую безопасность. Все линейные объекты необходимо содержать в состоянии, которое отвечает требованиям «Правил эксплуатации магистральных газопроводов» [15].



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

### **Введение**

При планово-предупредительном и капитальном ремонте магистральных газопроводов, в большинстве случаев природный газ из отключенного участка, подверженного ремонту, стравливается в атмосферу. В связи с этим, ПАО «Газпром», следуя концепции энергосбережения и экологической политике, использует в своей деятельности мобильные компрессорные станции (МКС), перекачивающие газ из ремонтируемого участка газопровода в действующий.

Существует два метода перекачки газа:

- Перекачка в «параллельный газопровод»;
- Перекачка в «смежный участок».

В обоих случаях требуется дооборудование байпаса линейного кранового узла. В рамках магистерской диссертации для участка МГ «Сила Сибири», путем расчетов, были подобраны необходимые для дооборудования элементы: тройник, гнутый отвод, кран. Исходя из сказанного, в работе будут рассчитаны затраты на проведение огневых работ с целью дооборудования байпасной линии крана.

### **7.1 Разработка графика проведения научного исследования**

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118 - 27} = 1,7,$$

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

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

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

Таблица 16 – Временные показатели проведения научного исследования в первом исполнении

Название работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ, раб. дн., $T_{pi}$	Длительность работ в кал. дн., $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ож}$ , чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель студент	1,8	2
Подбор и изучение материалов по теме	25	28	26,2	Руководитель, студент	26,8	30
Выбор направления исследований	8	9	8,4	Руководитель, студент	8,4	10
Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Руководитель, студент	2,4	3
Анализ существующей схемы перекачки газа через МКС	7	9	7,8	студент	7,8	9
Разработка математической модели процесса	40	30	36	студент	36	36
Оценка адекватности математической	10	12	10,8	студент	10,8	14

модели реальному процессу						
Подбор оборудования для байпасной линии кранового узла	10	12	10,8	Студент	10,8	14
Оценка эффективности полученных результатов	1	2	1,4	Руководитель, студент	1,4	2
Определение целесообразности проведения процесса	5	2	5,8	Руководитель, студент	5,8	7
Оформление пояснительной записки	1	2	1,4	студент	1,4	2
Разработка презентации и раздаточного материала	10	14	11,6	студент	11,6	14

По результатам таблицы 16 строим план - график, представленный в таблице 17.

Таблица 17 – Календарный план-график проведения НИР по теме

№ работ	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал.дн.	Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель Студент	2	■	□									
2	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, студент	30		□	■	■	■						
3	Выбор направления исследований	Руководитель, студент	10			□	■	■						
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент	3				□	■						
5	Анализ существующей	Студент	9					□	■	■	■			



- Закрытие байпасных кранов (отключение байпасной линии);
- Освобождение байпаса от газа;
- Вырезка отверстий для установки временных герметизирующих устройств (ВГУ);
- установка ВГУ в трубопроводе (байпасе);
- сварочно-монтажные работы (резка, сборка стыков, подгонка деталей, сварка);
- извлечение ВГУ из газопровода;
- заварка отверстий, через которые устанавливались ВГУ;
- контроль качества сварочно-монтажных работ;
- проверка отремонтированного участка газопровода на герметичность давлением от 0,2 до 2 МПа;
- наложение противокоррозийной изоляции;
- земляные работы (засыпка котлованов, шурфов и т. д.);

Время, которое отводится на проведение работ – 2 календарных дня, время смены – 12 часов. Работы проходят на территории Амурской области.

Машины и оборудование, необходимое для проведения перечисленных работ: тройник 300х200 штампованной исполнения 2, с толщиной стенок 22 мм, гнутый отвод бесшовный, типа 3D исполнения 2, D=219 мм, R=300 мм, толщина стенок 9 мм, кран шаровый под приварку с ручным управлением на DN 200 мм и PN 12 МПа («Тяжпромарматура»), электроды сварочные ОК-46, временное герметизирующее устройство, баллоны с пропаном и кислородом, топливо, газовый резак «КФР-954», газоанализатор «EIGas MultiRAE», автомобиль-вахтовка «Урал-32551-0010-41», автомобиль грузовой «КАМАЗ 43118», трубоукладчик «Дст-Урал тг12.25 – 899931», гусеничный экскаватор XCMG ХЕ215С, бульдозер «Т170».

Состав затрат в соответствии с их экономическим содержанием формируется по следующим элементам:

- амортизационные затраты;
- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- расчет страховых взносов;
- накладные расходы.

Данные для расчета взяты в ходе прохождения практики в ООО «Газпром трансгаз Югорск».

### 7.3 Расчет амортизационных отчислений

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для бульдозера и самосвала выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072). Выбираем значения норм в процентах в зависимости от массы и модификации.

Для других объектов нормы амортизации рассчитывались на основании классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы"). Стоимость установлена по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками). Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 18.

Таблица 18 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Марка	Стоимость (руб.)	Норма амортизации (%)	Норма амортизации в год (руб.)	Норма амортизации в час (руб.)	Кол-во	Время работ, час.	Сумма амортизации, руб.
--------	-------	------------------	-----------------------	--------------------------------	--------------------------------	--------	-------------------	-------------------------

Экскаватор	XCMG XE215C	6800000	9,1	618800	71,6	1	4	286,5
Бульдозер	T170	2100000	14,3	300300	34,75	1	4	139
Трубоукладчик	Дст- Урал тг12.25 – 899931	14600000	6,7	978200	113,2	1	1	113,2
Автомобиль грузовой	КАМАЗ 43118	6500000	14,3	929500	107,58	1	3	322,7
Вахтовый автобус	Урал- 32551- 0010-41	9300000	14,3	132990 0	153,9	1	3	461,8
Газовый резак	КФР- 954	120000	33,3	28050	3,2	1	1	3,2
Газоанализатор	EIGas MultiRA E	145000	14,3	20735	2,4	2	4	9,6
<b>Итого</b>	<b>1972,6 руб.</b>							

#### **7.4 Расчет стоимости материалов для работ по дооборудованию кранового узла**

К материальным расходам относятся затраты на приобретение:

а) сырья, основных и вспомогательных материалов, используемых в производственном процессе;

б) запасных частей, комплектующих изделий, тары и др.;

в) топлива, воды и энергии всех видов, используемых на производственные нужды и отопление;

г) работ и услуг производственного характера, выполняемых сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);

д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (1)$$

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

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);

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

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

Все задействованные в работе машины заправляются дизельным топливом. Затраты на дизельное топливо на 2022 год из расчета стоимости за 1 л в Амурской области 58,10 рублей отражены в таблице 19.

Таблица 19 – Количество техники и затраты на нее

Наименование	Время работы, ч	Кол-во машин	Расход топлива	Стоимость 1 л ДТ (руб.)	Затраты на ДТ
Экскаватор	4	1	20	58,10	1162
Бульдозер	4	1	52		3021,2
Трубоукладчик	1	1	6		348,6
Автомобиль грузовой	3	1	25		1452,5
Вахтовый автобус	3	1	67		3892,7
<b>Итого:</b>					<b>9877 руб.</b>

Величина коэффициента ( $k_T$ ), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов.

Материалы для работ по дооборудованию кранового узла закупаются без каких-либо скидок по рыночной цене. В таблице 20 приведен расчет

стоимости материалов на проведение работ по врезке тройника и отвода в байпасную линию крана.

Таблица 20 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу	Стоимость
Тройник 300х200 штамповочной исполнения 2, с толщиной стенок 22 мм	Шт.	2	35000	70000
Гнутый отвод бесшовный, типа 3D исполнения 2, D=219 мм, R=300 мм, толщина стенок 9 мм	Шт.	2	20000	40000
Кран шаровой под приварку с ручным управлением на DN 200 мм и PN 12 МПа («Тяжпромарматура»)	Шт.	2	120000	240000
Электроды сварочные ОК-46	кг	5	379	1895
Масло моторное М-8В	10 л	20	2380	4760
Кислородный баллон, 10 л	Шт.	10 л	5000	5000
Баллон с пропаном 12л	Шт.	10 л	3400	3400
Временное герметизирующее устройство	Шт.	2	2200	4400
Итого:	369455 руб.			

### 7.5 Расчет заработной платы

Далее определим затраты на оплату труда работников за период проведения работ. Ввиду того что, работы проводятся в Амурской области, районный коэффициент составляет 1,2.

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии

(организации) формами и системами оплаты труда (Приказ от 30.12.16 N 851н «Об утверждении «классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска»).

Таблица 21 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,2
северная надбавка	—
доплата за вредность	1,12
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Сумма надбавок к основной заработной плате работников (табл. 22) рассчитана с учетом вахтового метода работы (30 дней), времени в пути – 12 часов, срок работы – 2 календарных дня.

Таблица 22 – Сумма надбавок к основной заработной плате работников

	Часовая тарифная ставка	Доплата за вредность, руб.	Время нахождения в пути, руб.	Вахтовый метод работы, руб.	Сумма надбавок, руб.
Трубопроводчик линейный (5 разряд)	47,7	53,424	59,625	52,47	2396,4
Электрогазосварщик (6 разряд)	49,1	54,992	61,375	54,01	2466,784
Слесарь-монтажник (5 разряд)	42,8	47,936	53,5	47,08	2150,272
Экскаваторщик	41,9	46,928	52,375	46,09	2105,056
Бульдозерист	47,5	53,2	59,375	52,25	2386,4
Машинист трубоукладчика	44,7	50,064	55,875	49,17	2245,728
Водитель	39	43,68	48,75	42,9	1959,36
Инженер по ЭОГО	87,5	98	109,375	96,25	4396

Таким образом, с учетом показателей в таблице 22, затраты на заработную плату работников, занесем результаты в таблицу 23.

Таблица 23 – Затраты на оплату труда работников

Должность	Часовая тарифная ставка	Районный коэффициент, руб.	Норма времени на проведение мероприятия,	Кол-во работников	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Трубопроводчик линейный (5 разряд)	47,7	57,24	24	3	11310,48
Электрогазосварщик (6 разряд)	49,1	58,92	6	1	2820,304
Слесарь-монтажник (5 разряд)	42,8	51,36	8	1	2561,152
Экскаваторщик	41,9	50,28	4	1	2306,176
Бульдозерист	47,5	57	4	1	2614,4
Машинист трубоукладчика	44,7	53,64	1	1	2299,368
Водитель	39	46,8	3	2	4199,52
Инженер по ЭОГО	87,5	105	24	1	6889
<b>Итого:</b>	<b>35000,4 руб.</b>				

## 7.6 Расчет страховых взносов

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев представлены в таблице 5.9.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс I с тарифом 0,2 (Приказ от 25 декабря 2012 г. N 625н об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска), таблица 24.

Таблица 24 – Расчет страховых взносов

	Кол-во работников	ЗП, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР (20%)	Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4%)	Всего страховых взносов, руб.
Трубопроводчик линейный (5 разряд)	3	11310,48	328	576,8	2262	45,2	950
Электрогазосварщик (6 разряд)	1	2820,304	81,8	143,8	564	11,3	800,9
Слесарь-	1	2561,1	74,3	130,6	512,2	10,2	727,3

монтажник (5 разряд)		52					
Экскаваторщик	1	2306,1 76	66,9	117,6	461,2	9,2	654,9
Бульдозерист	1	2614,4	75,8	133,3	522,9	10,5	742,5
Машинист трубоукладчика	1	2299,3 68	66,7	117,3	459,9	9,2	653,1
Водитель	2	4199,5 2	121,8	214,2	839,9	16,8	1192,7
Инженер по ЭОГО	1	6889	199,8	351,3	1377,8	27,6	1956,5
<b>Итого:</b>				<b>7677,9 руб.</b>			

### 7.7 Затраты на дооборудование байпасной линии кранового узла

В таблице 25 представлена общая сумма затрат на проведение мероприятия на основании вышеперечисленных расчетов.

Прочие расходы, в число которых входят средства индивидуальной защиты, питание и перевозка бригады рабочих, составляют 10% от фонда оплаты труда:  $35000,4 * 0.1 = 3500$  руб.

Таблица 26 – Сводная таблица затрат на проведение мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Амортизационные затраты	<b>1972,6</b>
Материальные затраты	<b>369455</b>
Дизельное топливо (ДТ)	<b>9877</b>
Затраты на оплату труда	<b>35000,4</b>
Страховые взносы	<b>7677,9</b>
Прочие расходы	<b>3500</b>
Итого основные расходы	<b>423982,9</b>
Накладные расходы (20%)	<b>84796,6</b>
Всего затраты на мероприятия	<b>508779,5</b>

Круговая диаграмма на рисунке 12 наглядно отражает все основные затраты на проведение научно технического исследования.

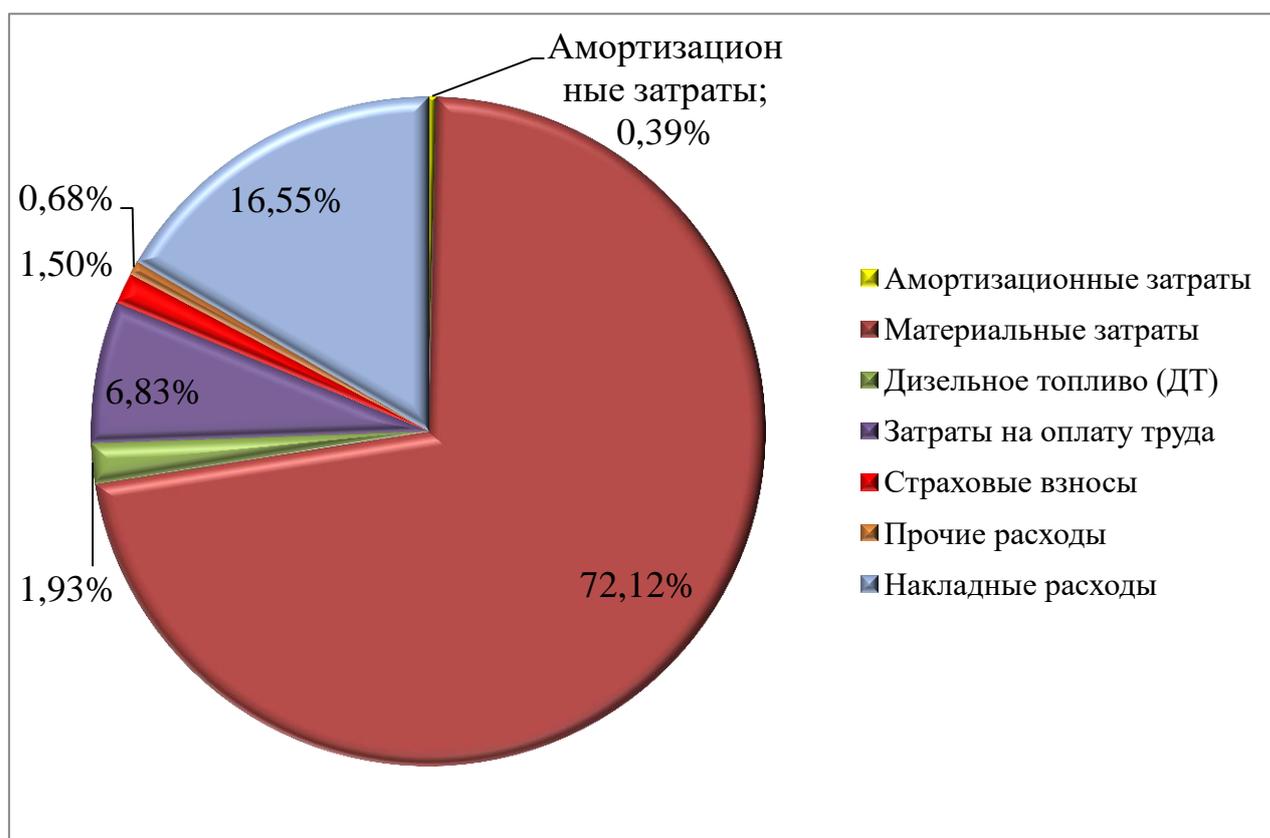


Рисунок 12 – распределение основных затрат при дооборудовании байпасной линии крана тройником, гнутым отводом и запорной арматурой

### Заключение

На проведение мероприятия по дооборудованию линейного крана участка магистрального газопровода «Сила Сибири» потребуется **508779,5** рублей; наибольший удельный вес (72,12%) в структуре затрат на проведение работ занимают затраты на приобретение материалов.

## **Заключение**

В результате выполнения выпускной квалификационной работы (ВКР) предложены мероприятия, повышающие эффективность и безопасность эксплуатации объектов ЛЧМГ при ремонтных работах.

Так, в ходе изучения нормативной документации, научных трудов и документации ПАО «Газпром», выявлено, что одним из приоритетных направлений ресурсосбережения, повышения эффективности и безопасности работы объектов линейной части магистральных газопроводов является снижение эмиссии метана в атмосферу и экономия денежных ресурсов. Для снижения потерь газа в ПАО «Газпром» широко используется технология, основанная на применении мобильных компрессорных станций (МКС).

С целью обоснования мероприятий по повышению эффективности и безопасности работы объектов ЛЧМГ был проведен анализ научных трудов и документации ПАО «Газпром», в результате которого было установлено, что 42% всех аварий на газопроводах ПАО «Газпром» произошли под прямым или косвенным влиянием природных процессов и явлений. Выяснено, что самым распространенным из наиболее опасных геологических процессов на рассматриваемом участке трассы является эрозия (овражно-балочная, донная, береговая) и заболачивание (обводненность грунта), которые охватывают 40% всей длины участка «Белогорск – Благовещенск».

Кроме того, было выяснено, что по ПАО «Газпром» наиболее часто аварии происходили на фоне избыточного увлажнения грунта. Реже, на фоне напряженно-деформированного состояния из-за воздействия овражно-балочной эрозии.

Также, данные статистики показывают, что газопровод в сложных геологических условиях, в том числе заболоченной местности подвергается капитальному ремонту как минимум два раза за весь отведенный срок эксплуатации (30-35 лет). Более того, статистика аварий такова, что чаще

всего на магистральных газопроводах диаметром от 1020 мм до 1420 мм аварии происходят на 3-8 году эксплуатации.

В связи с этим в работе проводится оценка возможности использования мобильных компрессорных станций (МКС), применение которых способствует как ресурсосбережению, так и повышению уровня эффективности и безопасности объектов линейной части участка магистрального газопровода «Сила Сибири», и подбор оборудования для применения МКС с целью минимизации отказов на основе имеющихся данных об участке.

С целью обоснования применения данных мероприятий, приведены теоретическая аргументация и соответствующие расчеты, которые доказали целесообразность применения данной технологии на рассматриваемом участке.

В данной работе также рассмотрены технология проведения мероприятий по перекачке газа с помощью МКС. В результате проведения расчетов были подобраны элементы для дооборудования кранового узла при давлении перекачки на входе 11,8 МПа: тройник и гнутый отвод. Кроме того, определена толщина стенки газопровода, проведена проверка на прочность и устойчивость участка, пролегающего в грунтах, подверженных эрозии и заболачиванию – супесях, проведен анализ зависимости критического давления и длины трещины от ее глубины на исследуемом участке «Белогорск-Благовещенск» с рабочим давлением 9,8 МПа.

На проведение мероприятия по дооборудованию линейного крана участка магистрального газопровода «Сила Сибири» потребуется 508779,5 рублей; наибольший удельный вес (72,12%) в структуре затрат на проведение работ занимают затраты на приобретение материалов.

Таким образом, поставленные задачи ВКР были решены, цель достигнута.

## Список использованных источников

1. Газотранспортные системы: настоящее и будущее. Тезисы докладов VI Международной научно-технической конференции GTS-2015 (28–29 октября 2015 г.). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – 174 с.
2. Гостева А.В., Глебова Е.В., Черноплёков А.Н. Прогнозирование чрезвычайных ситуаций на магистральных газопроводах на основе результатов анализа риска // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 9. – С. 68–70.
3. Аристов М. Воздействие геологических и других природных процессов на магистральные газопроводы. Результаты исследований с применением мультиспектральных аэрокосмических съемок // Электронный научный журнал «Геопрофиль». – 2008, ноябрь–декабрь. – №3.–С.44–50. URL:<http://internetgeo.ru/uploads/journals/geoprofile0308/pipeline.pdf>
4. М.В. Николаева, Р.А. Атласов, М.Д. Филиппова. Анализ причин аварийных ситуаций газопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах// Вестник СВФУ. Серия «Науки о Земле». – 2017 - №4(08). – С. 47 – 53.
5. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный ресурс]: годовой отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2018 году . - Ростехнадзор 2013-2020. – Режим доступа: [http://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/](http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/)
6. С. Савонин, А. Москаленко. Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах//Научно-практический журнал «Инженерная защита» [Электронный ресурс]. – 2015 - №11. – Режим доступа: <https://territoryengineering.ru/vyzov/analiz-osnovnyh-prichin-avarij-proizoshedshih-na-magistralnyh-gazoprovodah/>
7. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: ООО «Научно

исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ», «Газпром экспо», 2009.

8. ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]: магистральный газопровод «Сила Сибири». – Официальный сайт ПАО «Газпром» 2020. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> - Загл. с экрана.

9. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями N 1, 2).

10. ПАО «ВНИПИгазодобыча»: Проектная документация, раздел 5

11. Составление схемы размещения, использования и охраны охотничьих угодий на территории Амурской области [Электронный ресурс]: Преобладающие типы почв и их распространение. - Vuzlit - архив студенческих работ 2017 – 2020. – Режим доступа: [https://vuzlit.ru/75716/preobladayuschie\\_tipy\\_pochv\\_rasprostranenie](https://vuzlit.ru/75716/preobladayuschie_tipy_pochv_rasprostranenie)

12. helpiks.org [Электронный ресурс]: опасные геологические процессы. - Хелпикс.Орг - 2014-2020. – Режим доступа: <https://helpiks.org/5-106814.html>

13. Рекомендации по количественной оценке устойчивости оползневых склонов / ПНИИИС. - М.: Стройиздат, 1984. - 80 с.

14. Марахтанов В.П. Воздействие опасных инженерно-геологических процессов на газопроводы в области криолитозоны западной сибирь/ Марахтанов В.П. // Norwegian Journal of development of the International Science. – 2029. - № 34. – С. 25-33.

15. Строкова Л.А., Ермолаева А.В. Природные особенности строительства магистрального газопровода «сила сибирь» на участке Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение – Ленск/ Строкова Л.А., Ермолаева А.В. // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – № 4. – С. 41-55.

16. Геокриология СССР. Средняя Сибирь / под ред. Э.Д. Ершова. – М.: Недра, 1989. – 414 с.

17. Инженерная геология СССР. Т. 3. Восточная Сибирь / под ред. Г.А. Голодковской. – М.: Издво Моск. унта. 1977. – 657 с.
18. White W.B. Karst hydrology: recent developments and open questions // *Engineering Geology*. – 2002. – V. 65. – P. 85–105.
19. Worthington S.R.H., Ford D.C. Selforganized permeability in carbonate aquifers // *Ground Water*. – 2009. – V. 43 (3). – P. 326–336.
20. Примеры моделирования карстовых процессов Карстовые системы севера в меняющейся среде / А.Я. Гаев, Ю.А. Килин, И.Н. Алферов, Н.С. Алферова // Карстовые системы севера в меняющейся среде: матер. конф. – ПинегаГолубино, Россия, 5–10 сентября 2011. – С. 34–37.
21. Klimchuk A.B. Sistematizatsiya struktury vodoobmena kak sistemoobrazuyushchee svoystvo karsta [Systematization patterns of water exchange as a core feature of karst]. *Geologicheskii zhurnal*, 2011, no. 1, pp. 85–110.
22. Власова Л.В. Оценка влияния природных воздействий в задачах обеспечения надежной и безопасной эксплуатации газотранспортной системы ПАО «Газпром» / Власова Л.В. // Научно-технический сборник «Вестник газовой науки». – № 1(29) – 2017. – с. 49-56.
23. Решетников А.Д. Методы и технологические процессы ремонта магистральных газопроводов в заболоченной местности [Текст]. / Решетников А.Д. – Москва, 2006. – 325 С. – 71:06-5/593.
24. Гадельшина А.Р. Практическое решение задачи экономии природного газа путем выработки его разнотипными газоперекачивающими агрегатами, работающими по схеме в параллель / Гадельшина А.Р., Китаев С.В., Галикеев А.Р.// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. -№ 1. – 2016.- С. 5-8.
25. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО "Газпром".
26. Патент № 2447355 Российская Федерация, МПК F17D 1/00. Способ откачки природного газа из отключенного участка газопровода в

многониточной системе магистральных газопроводов с применением газоперекачивающих агрегатов компрессорной станции (варианты): 2010123591/06: заявл.: 2010.06.09: опубл.: 2012.04.10 / Завальный П.Н., Степанов Л.В., Пимкин А.Г. – 6 с.: ил. – Текст: непосредственный.

27. Albone T. Mobile Compressor Stations for Natural Gas Transmission Service/ Albone T.// Gas Turbine Conference and Products Show. – 1967. – P.1-10

28. Natalia I. Kurakina. The Modeling of Optimal Route Mobile Compressor Stations Using GIS Technologies / Natalia I. Kurakina, Anastasiya D. Kuzmina. // 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus). – 2022. – P. 1781-1785.

29. ГОСТ 34070-2017. Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования = Gas supply system. Main pipeline gas transportation. Mobile compressor unit. Technical requirements: национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 марта 2017 г. N 226-ст: введен впервые : дата введения 2017-10-01 / разработан ПАО "Газпром" и Обществом с ограниченной ответственностью "Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий - Газпром ВНИИГАЗ" (ООО "Газпром ВНИИГАЗ"), 2017. - 27 с. - Текст : непосредственный.

30. Методические указания к расчету на прочность технологических стальных трубопроводов на Ру до 10 МПа для студентов специальности 7.090220. Электронное издание / сост. Ю.Н. Штонда, А.И. Барвин, В.Г. Табунщиков, – Северодонецк, ТИ, 2009. – 112 с.

31. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы= Trunk pipelines: – [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103173>. (дата обращения: 21.05.2022).

32. ТУ 1381-012-05757848-2005 Трубы стальные электросварные прямошовные наружным диаметром 508-1420 мм для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа. Технические условия.

33. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. [Электронный ресурс]. URL: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/norma/248927/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/248927/). (дата обращения: 21.05.2022).

34. Филатов А.А. Повышение эффективности транспорта газа путем моделирования работы мобильной компрессорной станции / Филатов А.А., Велиюлин И.И., Хасанов Р.Р.// Территория нефтегаз. – №9 – 2018 – С.62-66.

35. Центральный металлический портал РФ [Электронный ресурс]: Сталь марки 65. – [metallicheckiy-portal.ru](http://metallicheckiy-portal.ru) 2009- 2019. – Режим доступа: [http://metallicheckiy-portal.ru/marki\\_metallov/stk/65](http://metallicheckiy-portal.ru/marki_metallov/stk/65).

36. Kotlov A.A. Mathematical modeling of the operation of a reciprocating compressor designed for pumping natural gas from a repaired section of a gas pipeline / Kotlov A.A., Burakov A.V., Kuznetsov L.G. // Oil and Gas Engineering (OGE-2021). - № 2412 – 2021 – P. 1- 7.

37. М.В. Николаева, Р.А. Атласов, М.Д. Филиппова. Анализ причин аварийных ситуаций газопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах.// Вестник СВФУ. Серия «науки о земле – 2017 – № 4 (08) – С.47-53.

38. С.Н. Чужин, П.А.Новиков, Ю.В. Ларионов. Анализ прочности трубопровода на участках просадки грунта// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – №4(90) – С. 92-99.

39. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022);

40. ПРИКАЗ от 15 декабря 2020 года N 528 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасного ведения газоопасных, огневых и ремонтных работ";

41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
42. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
43. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
44. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности;
45. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
46. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам;
47. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
48. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
49. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
50. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
51. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003;
52. СТО Газпром 2-3.5-043-2005. Защита от шума технологического оборудования ОАО «Газпром»;
53. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
54. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.
55. Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 N 913 О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах (с изменениями на 24 января 2020 года).

56. ФЗ от 24 июня 1998 «Об отходах производства и потребления» (с изменениями на 2 июля 2021 года).

57. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

58. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 N 96-ФЗ.

59. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция).

60. Приказ от 25 декабря 2012 г. N 625н об утверждении «классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска»).

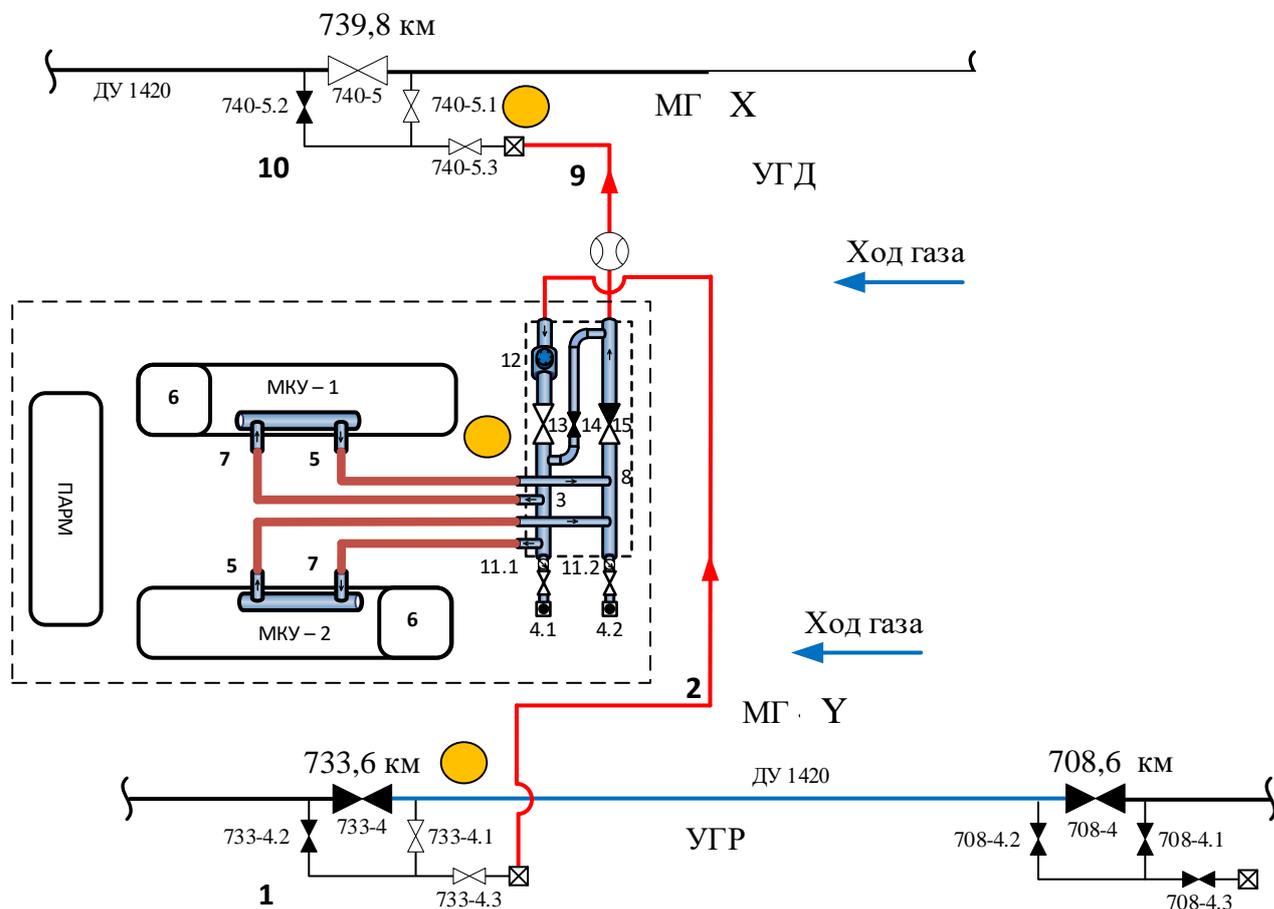
61. Антипов Б.Н. Снижение потерь газа при выводе в ремонт участка магистрального газопровода // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2019. № 1. С. 14–16.

62. Ряховских И.В. Совершенствование технологии ремонта протяженных участков магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением / Ряховских И.В., Мельникова А.В., Мишарин Д.А. и др. // Научно-технический сборник «Вести газовой науки» – № 3(27). – 2016. – С. 79-86.



## Приложение Б

Технологическая схема перекачки газа из ремонтируемого участка в действующий по схеме «в параллельную нитку многониточного газопровода»



Условные обозначения

- 1 Крановый узел ремонтируемого участка газопровода
- 2 Входной внешний шлейф МКУ
- 3 Входной манифольд
- 4.1, 4.2 Продувочная свеча манифольда с краном
- 5 Выходной внутренний шлейф МКУ
- 6 Мобильная компрессорная установка (МКУ)
- 7 Входной внутренний шлейф МКУ
- 8 Выходной манифольд
- 9 Выходной внешний шлейф МКУ
- 10 Крановый узел действующего участка газопровода
- 11.1, 11.2 Манометр с термометром
- 12 Фильтр
- 13 Вентиль на входном манифольде
- 14 Вентиль на перемычке между манифольдами
- 15 Обратный клапан

	Охранный пост
	Расходомер
	Надземная часть свечи



**Приложение В**  
(справочное)

**Раздел 7**  
**Feasibility assessment of the mobile compressor station on the pipeline**  
**“Power of Siberia”**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ01	Плужнова Арина Юрьевна		

Руководитель ВКР:

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

Консультант – лингвист отделения ОИЯ, ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Айкина Т.Ю.	к.филолог.н.		

## **1 Feasibility assessment of the mobile compressor station on the pipeline “Power of Siberia”**

Since the pipeline is new (commissioned in 2019) and uses new and highly reliable equipment, there is no mobile compressor station technology that is currently practiced on the Power of Siberia pipeline.

### **1.1 Analysis of methods for pumping gas out of a pipeline disconnected section**

Before the section between the pipeline valves is taken out for repair, the natural gas is vented to atmosphere through a vent pipe to a pressure which is safe to carry out maintenance work (100-500 Pa) [1].

Today’s pipeline pressure relief technology provides significant savings in fuel and energy resources (FER) and reductions in methane emissions to the atmosphere before a planned preventive maintenance. According to official statistics, the volume of gas that was blown off before the planned preventive maintenance takes 75% of total emissions. Therefore, searching and introduction of the new ways to use this amount of gas from the section of main gas pipeline under repair can significantly help gas transmission providers to extract the maximum possible resource-saving effect [1].

Modern technologies of pumping gas out of a disconnected section are different. The choice of method is influenced by a number of criteria that must provide:

- Minimal equipment downtime during gas evacuation;
- Reaching the most complete gas evacuation with regard to the specified minimum residual pressure;
- Required volumes of the gas transmission according to the Central dispatch office plan;
- Correlation of the savings effect and the operating costs for evacuation.

The application of the methods for pumping gas out of a disconnected section of a pipeline is determined by the process conditions of the pipeline section

that will be shut down, taking into account the feasibility and technical possibilities of the equipment in each specific case.

There are several methods of gas evacuation:

- Transfer gas to an adjacent pipeline section;
- Supply of gas to the consumer through the gas distribution plant;
- Transfer gas at the inlet of the compressor station;
- Gas blowdown to the inlet of the gas transmittal unit downstream of the compressor station;
- Transfer gas to the operating requirements;
- Multi-stage gas transmittal unit generation at a single compressor station.

Every method provides some gas savings, but each of them has limitations and disadvantages.

Evacuation gas to an adjacent pipeline section can save up to 50% of the gas volume, in contrast to the mobile compressor stations, that allow saving up 90%. In addition, this technology requires sequential shutdown and repair of each section, which is not always technologically feasible.

Transmission to the customer through the gas distribution plant requires a gas distribution plant that is connected to the section, which is taken out of service, and increases downtime to 3 days or more.

The disadvantage of the “Transfer gas at the inlet of the compressor station” method is the small volume of gas used from the site (500-700,000 m<sup>3</sup>) and the significant quantity of blown gas (2.8 million m<sup>3</sup>).

Two last ways are used when repairing sections are adjacent to the compressor station. This is also not always technologically feasible. In addition, “multi-stage gas transmittal unit generation at a single compressor station” implies the increased downtime and, consequently, additional fuel gas costs for gas transmittal unit.

Due to the above disadvantages, the method of venting gas through a vent pipe was most often used. An alternative to using this technology is mobile

compressor stations that allow saving up 90% of gas volume. They are widely used in the overhaul of pipelines around the world [2], as they are the most energy-saving technology at the moment.

The compressor unit allows you to compress the gas. They can be stationary and mobile [3]. The only difference between mobile compressor stations is that, being at the stage of factory manufacture, they are equipped with a mobile chassis. As a result, a mobile compressor station is a set of transported units and devices. This makes it convenient to transport and allows you to start working in the near future after delivery to the facility, without additional installation [3]

### **1.2 Composition and characteristics of the mobile compressor station**

The MCS consists of two to four mobile compressor units (MCU) on a semi-trailer chassis coupled to a tractor unit Volvo 6x6. The mobile compressor unit is equipped with: LMF BS 604 piston compressor, Caterpillar G3512 LE reciprocating internal combustion engine, flatbed truck, mobile vehicle repair shop, mobile residential module, manifold (table 1).

Table 1 – The basic elements of mobile compressor units which are used by PJSC Gazprom

Name	Characteristics
LMF BS 604	piston compressor
Caterpillar G3512 LE	reciprocating internal combustion engine that consumes combustible natural gas in accordance with GOST 5542 as fuel. The suction and discharge gas temperatures are recorded by transducers in the MCU.
Flatbed truck	on KAMAZ 6x6 chassis with crane-manipulator unit for transporting and laying steel pipes with quick-release couplings.
Mobile vehicle repair shop	on KAMAZ truck chassis with 6x6 wheel arrangement is designed to accommodate the MCU operator for the period of work, to light the site, to transport consumables, spare parts, process fluids, as well as tools for mounting pipe connections and minor

	repairs of the MCU equipment. The mobile vehicle repair shop includes satellite equipment and a video surveillance system.
Mobile residential module	on the chassis of a two-axle trailer, that is designed for accommodation the personnel outside the security zone of the gas pipeline for the period of gas pumping operations.
Manifold	fitted with DN 50 mm vent pipes with the valves to displace air from the pumping circuit, replace it with the natural gas before starting pumping and outgassing from the circuit at the end of pumping. The manifold contains pressure gauges to monitor the inlet, outlet and discharge pressures of the MCS. The manifold is located on a semi-trailer.

There are also suppliers of mobile compressor stations among domestic manufacturers. For instance, JSC “Compressor” has made a mobile compressor station, which is based on a reciprocating compressor. It is made according to a special scheme. This scheme is suitable for the MCS, where a stable dynamic balance and compactness of execution are required. The built-in compressor works automatically. If the pressure drop is low, then it works as a single-stage. If the pressure drop increases, then the second stage is automatically connected [4].

Process piping for the mobile compressor station includes the elements shown in Table 2.

Table 2 - Elements of the MCS process piping

№ p. n.	Name	Number
1.	Steel tube L - 6 m with quick disconnect couplings NB 1708,6	30 gr.
2.	Steel tube L - 2 m with quick disconnect couplings NB 1708,6	6 gr..
3.	Steel tube L – 1 m with quick disconnect couplings NB 1708,6	8 gr.

№ p. n.	Name	Number
4.	Steel tube L - 2 m with quick disconnect couplings NB 125	19 gr.
5.	Steel tube L - 1 m with quick disconnect couplings NB 125	4 gr.
6.	High-pressure rubber sleeves L - 4 m with quick disconnect couplings NB 125 (flexible + hard joints)	6 gr.
7.	High-pressure rubber sleeves L - 3 m with quick disconnect couplings NB 125 (flexible + hard joints)	10 gr.
8.	Steel Bend 90 degrees with quick disconnect couplings NB 1708,6	6 gr.
9.	Steel Bend 90 degrees with quick disconnect couplings NB 125	4 gr.
10.	Steel tube support NB 1708,6, NB 125 и High-pressure rubber sleeves NB 125	125 gr.
11.	Taper pipe (header) with quick disconnect couplings NB 1708,6 to NB 125	4 gr.
12.	Taper pipe (header) from flange connection ДУ 300 to U-tube with quick disconnect couplings NB 125	2 gr.
13.	Taper pipe (header) with quick disconnect couplings NB 1708,6 to U-tube with quick disconnect couplings NB 125	6 gr.

As for the characteristics of the MCS process piping, all the elements of the MCS process piping (high-pressure rubber sleeves, pipelines) are equipped with quick disconnect couplings, designed for a pressure of at least 1.25 of the maximum pressure in the MCS discharge line and factory-tested.

The weight of the individual components of the quick disconnect couplings are mounted manually and must not exceed 10 kg. The fittings and pipes of the MCS process piping are factory manufactured and comply with the requirements regulations and legislation of Russian Federation. The pipes are protected from atmospheric corrosion with paint and varnish.

The pipelines of the process piping are marked with a warning yellow light according to GOST 14202.

The technical statement of the MCU are shown in the table 3.

Table 3 – Technical statement of the mobile compressor unit

Name of the product, parameter	Unit of measurement	Type, name, value
Execution of the mobile compressor unit		Stand-alone, automatic, with the control desk for remote monitoring of parameters, in a ventilated container
The compressor		LMF BS 604, reciprocating compressors, 2-stages, with the one and two-stages operating mode
Compressor drive		Caterpillar G3512 LE, gas piston
Pumped gas flowmeter	gr.	1
Gas fuel flowmeter	gr.	1
Engine rated power	kW	750
Inlet gas pressure	MPa	from 11,8 to 1
Maximum outlet gas pressure	MPa	11,8
Inlet gas temperature	Degree (Celsius)	from -10 to +40
Ambient temperature	Degree (Celsius)	from -45 to +40
Pumping time of two MCU's from the normative section of the pipeline according to the GOST 34070-2017, max.	hours	150
Weight of MCU with the oil and coolant	kg	42600
Overall dimensions of MCU (length*width*height)	mm	17000*2500*3970

MCUs, manifolds and mobile vehicle repair shop are located inside of the pipeline protection zone for the period of the gas pumping operation. The scaffold truck and mobile residential module are located outside the exclusion zone of the pipelines for the period of gas transfer operations.

It should be noted that the pressure in the localised section does not influence significantly the selection of mobile compressor stations which are made by modern manufacturers such as LMF (Austria), OGE (Germany), Ariel (Canada), etc. The most important factors which have an impact on the selection of MCS are the environmental friendliness and economic component of the natural gas pumping process. Therefore, the final criteria that can be used to estimate the efficiency of the MCS are the timing of gas evacuation and time optimisation, as well as the amount of fuel which are used during the process [6].

### **1.3 Work technology**

#### **1.3.1 Connecting the bypass of the linear valve**

The entire technology of mobile compressor stations (MCS) is reflected in GOST 34070-2017 [20].

At the moment, throughout the PJSC Gazprom company, this technology is used with inlet and outlet flowline which is connected to the vent pipes most of the time, as pumping is done in a parallel main gas pipeline.

The Power of Siberia main gas pipeline has a single line and therefore it will be pumped according to the “section to section” (to the adjacent section) scheme. In order to connect the MCU to adjacent sections of the gas pipeline, the MCU connection points are fitted on the bypass of the line valve station.

The main purpose is to shut down a section of gas pipeline before it is taken out for repair work by closing the linear valves and bypasses. And if the refitting is not foreseen by the project, the procedure for this mobile compressor unit connection has the following steps:

1. Vent the gas from the bypass through a vent pipe (if the impulse piping allows, the cavities can also be blown with the nitrogen generating station through the vent pipe). If necessary, the vent pipe valve also can be closed for the period of work;
2. The bypass line of the valve is drilled;
3. Gas-cutting and hot tap into the bypass is carried out;

4. A part of the bypass line is cut out on each side of the valve with a gas-cutting and work of install T-joints and bends is carried out;
5. Circular joint welding NB 300;
6. Carrying out the inspection of circular weld;
7. Collection of relevant executive documentation to request gas supply to the MCU through the bypass lines.

A typical retrofitting scheme for a line valve station is shown in GOST 34070-2017 (figure 1). The main elements of the retrofit are T-joints, bends, shut-off valves.

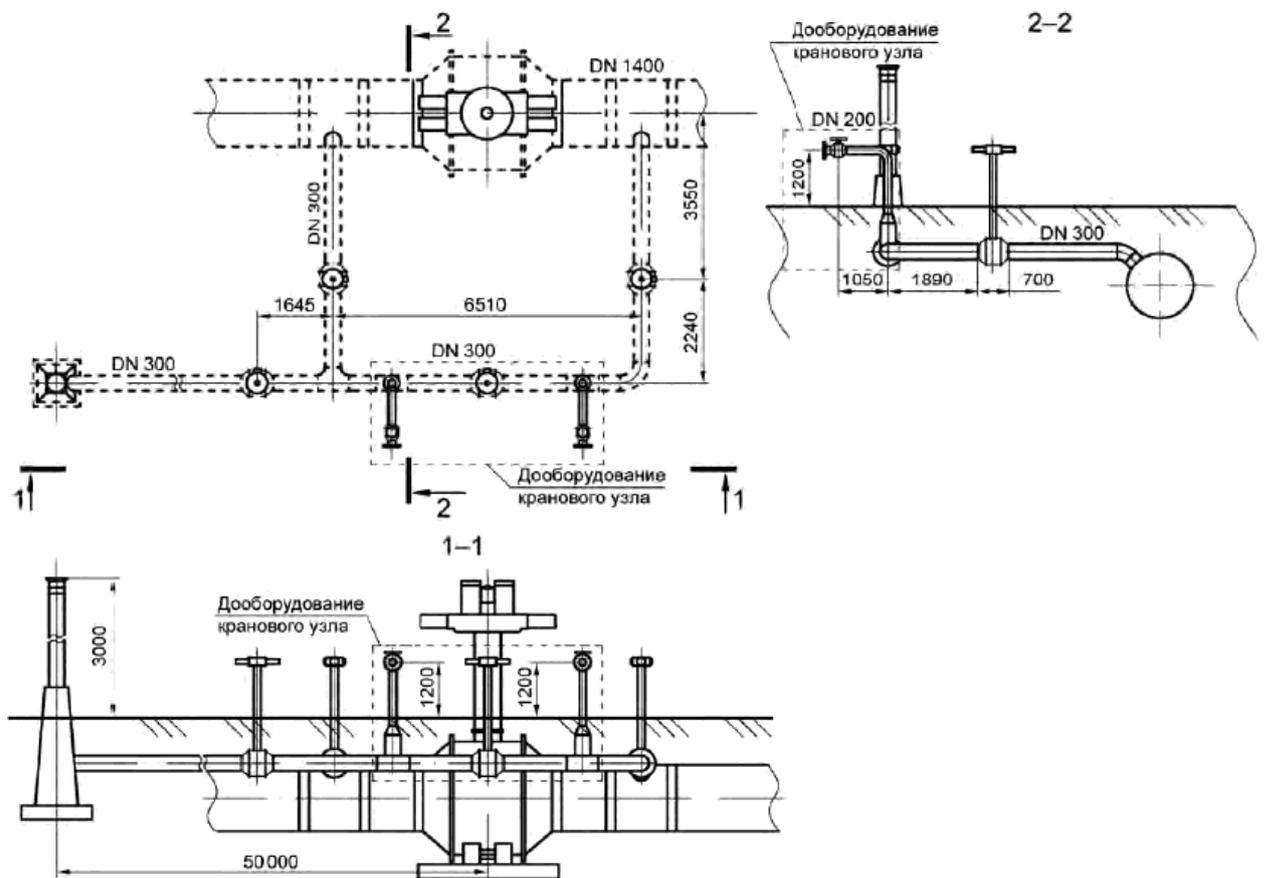


Figure 1 – The scheme of refitting a line valve station to connect the mobile compressor unit and to transfer the gas to the adjacent section [5]

### 1.3.2 The working part of the work production project

The working part of the gas pumping project defines the requirements for the preparation and execution of gas pumping operations from the gas pipeline section under repair to the adjacent operating gas pipeline section using the MCS.

The sequence of work on pumping gas from the gas pipeline section under repair to the operating gas pipeline section is presented below.

1. Technological jumpers, bends, a cleaning device start chamber, a cleaning device pre-chamber, ducker crossings (if available), linear cranes and their bypass lines on the gas pipeline section under repair of the main gas pipeline are brought to *the closed position*.

2. It is necessary to supply gas to the suction inhaust from the pipeline valve (PV) of the gas pipeline section under repair to displace air on the suction line through the vent valve on the inlet manifold.

3. It is necessary to shut down the gas supply in the PV of the gas pipeline section under repair and close the vent pipe on the manifold after the air is displaced from the cavity of the suction line.

4. It is necessary to supply gas to the discharge valve from the pulsed gas riser to the PV to displace air on the discharge line through the vent valve on the output manifold.

5. It is necessary to shut down the gas supply from the pulse riser to the PV and close the vent valve on the output manifold after the air is displaced from the cavity of the discharge line.

6. The excess pressure should not exceed 0.02 MPa during the process of air displacement by gas.

7. The oxygen content in the gas mixture should be monitored using a gas analyzer on vent valve. The displacement of air by natural gas is completed when the volume concentration of oxygen in natural gas does not exceed 0.9%.

8. Re-displace the air from the internal gas circuit of the MCU in accordance with the Manual of the MCU (if necessary).

After that the leakage is checked and the pumping circuit is filled with gas, checking the tightness and filling of the pumping circuit with gas is carried out by order of the work manager.

9. The conditions from Table 5 should be met to fill the pumping circuit with gas up to a pressure of 2.0 MPa with a pressure rise rate of no more than 0.3 MPa per minute.

Table 4 – Position of valves when filling the pumping circuit with gas

The section under repair		
Valve	Regulate the gas supply	Baypass
Valve	Open	Vent
The operating section		
Valve	Regulate the gas supply	Baypass
Valve	Open	Vent

The pressure should be monitored according to the readings of the pressure gauges.

10. The conditions from Table 4 should be met after filling the gas pumping circuit to a pressure of 2.0 MPa.

Table 5 – Position of the valves after filling the circuit

The section under repair		
Valve	Close	Vent
The operating section		
Valve	Close	Vent

11. Check the tightness of the pumping circuit according to the readings of the pressure gauges after exposure for a duration of one an hour.

12. If the pressure drops in the pumping circuit, close all shut-off valves, identify gas leaks, release gas from the circuit through the vents by opening the valves on the manifold, eliminate the reasons for the circuit not being tight and repeat paragraphs 9-11.

13. It is necessary to raise the pressure in the gas pumping circuit to the working pressure according to Table 6 in the absence of leaks from the pumping circuit.

Table 6 – The position of the valves when the pressure rises in the pumping circuit

	The section under repair	
Valve	Open	Vent
	The operating section	
Valve	Open	Vent

14. Close the vent valves after equalizing the pressure.

15. Check the tightness of the pumping circuit according to the readings of the pressure gauges after exposure for a duration of one an hour.

16. . If the pressure drops in the pumping circuit, close all shut-off valves, identify gas leaks, release gas from the circuit through the vents by opening the manifold valves, eliminate the reasons for the circuit not being tight and repeat paragraphs 12-15.

Gas pumping is started by order of the work manager.

17. Representatives of a specialized organization and a gas transportation subsidiary must record in the Technical Act the initial readings of fuel consumption meters, pumped gas and the calculated values of the gas volume in the gas pipeline section under repair before launching the MCU.

18. Start pumping gas by opening the vent valves after confirming the readiness of the pumping circuit and the MCU to work upon the command of the work manager.

Alternately start the MCU and pump the gas from the gas pipeline section under repair to the adjacent gas pipeline section accordance with the operating instructions.

19. Stop pumping and the MCU upon reaching a (residual) gas pressure of 1.0 MPa in the gas pipeline section under repair upon the command of the work manager.

20. A technical act on the performance of gas pumping is prepared, in which the final readings of fuel and pumped gas flow meters are recorded.

21. The bypass and vent valves of the linear crane are closed after pumping gas on the gas pipeline section under repair and operating gas pipeline section.

22. Smoothly open the vent valves of the manifolds and release the remaining gas in the pumping circuit into the atmosphere through the vents. Close the valves.

23. Dismantle the flow lines after outgassing.

24. The position of the shut-off valves after the completion of gas pumping work should be carried out in accordance with paragraph 1.

25. The operation and maintenance of the MCU and other technological equipment of the pumping circuit should be carried out in accordance with the operating and maintenance manuals in the process of pumping gas.

26. It is necessary to control the following parameters during the process of pumping gas:

- the operating time of each MCU;
- gas pressure and temperature at the inlet and outlet of the MCU;
- flow rate of pumped and fuel gases;
- ambient air temperature and parameters provided for in the operating manuals of equipment manufacturers;
- gas transmission subsidiary monitors and registers the level of gas contamination.

27. If an emergency situation (failure) occurs during gas pumping, the work should be stopped immediately. The commission should establish the possibility, expediency and procedure for continuing work or the need to release

gas from the gas pipeline section under repair into the atmosphere to eliminate the accident.