

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 (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Повышение устойчивости газонепроводов при прокладке их в неблагоприятных районах Крайнего Севера»

УДК 622.692.4.053.07(211-17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Тетерин Роман Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

## ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

### 21.03.01 Нефтегазовое дело

#### Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b><i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i></b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

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

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП ОНД ИШПР

\_\_\_\_\_ Брусник О.В.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3266А	Тетерин Роман Сергеевич

Тема работы:

«Повышение устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в неблагоприятных районах Крайнего Севера»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 36-77/с 05.02.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Магистральные трубопроводы, проложенные в неблагоприятных районах Крайнего Севера</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проанализировать нормативно-техническую литературу по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геокриологических процессов многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах.</li> <li>2. Проанализировать существующие методы обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами.</li> <li>3. Проанализировать взаимодействие подземных газопроводов с многолетнемерзлыми грунтами, температурного режима магистральных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера.</li> <li>4. Провести сравнительный расчет температуры охлаждаемого газа при использовании аппаратов воздушного охлаждения.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></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>Клемашева Елена Игоревна к.э.н., доцент</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>20.01.21 г.</p>
--	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент ОНД</p>	<p>Саруев Алексей Львович</p>	<p>к.т.н.</p>		<p>20.01.21</p>

**Задание принял к исполнению студент:**

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Б6А</p>	<p>Тетерин Роман Сергеевич</p>		<p>20.01.21</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6А	Тетерину Роману Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	НОЦ	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Бюджет проекта – не более 320000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 210000 руб; затраты на оборудование – 120000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,5. Накладные расходы – 20%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды: ФСС (2,9%); ФОМС (5,1%); ПФР (22%); Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений. Анализ потенциальных потребителей.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование работ и оценка их выполнения. Бюджет проекта.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Карта сегментирования	

Дата выдача задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	кан.экон. наук.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Тетерин Роман Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6А	Тетерину Роману Сергеевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

**Тема ВКР**

<b>«Повышение устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в неблагоприятных районах Крайнего Севера»</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является: «Повышение устойчивости газонефтепроводов при прокладке их в неблагоприятных районах Крайнего Севера» Область применения: ООО «Газпром трансгаз Томск» Чайандинское месторождение магистрального газопровода «Сила Сибири»
<b><i>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</i></b>	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1.1. Правовые нормы трудового законодательства.  1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
2. Производственная безопасность	2.1. Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. 2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: - повышенный уровень шума -отклонение показателей климата рабочей зоны -повышенная запыленность рабочей зоны -утечки токсичных вредных веществ в атмосферу -движущиеся машины и механизмы производственного оборудования -обрушение стенок траншеи -высокое давление газопровода -пожаровзрывоопасность 2.3 Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда
3. Экологическая безопасность:	3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. 3.2 Решение по обеспечению экологической безопасности.
5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	5.1. Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 5.2. Выбор наиболее типичной ЧС; 5.3. Разработка превентивных мер по

	<p>предупреждению ЧС;  5.4. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.  5.5. Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</p>
--	---

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6А	Тетерин Роман Сергеевич		

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 (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2021г
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.01.2021	<i>Характеристика опасного производственного объекта</i>	10
12.02.2021	<i>Основная деятельность НПС. Руководящие документы</i>	10
25.02.2021	<i>Анализ технологических процессов, видов строительства, рекомендации по оптимизации</i>	25
14.03.2021	<i>Расчетная часть</i>	20
30.03.2021	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
15.04.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
02.05.2021	<i>Заключение</i>	5
20.05.2021	<i>Презентация</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Саруев Алексей Львович	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 17 рисунков, 27 таблиц, 44 источников.

Ключевые слова: МАГИСТРАЛЬНЫЙ ТРУБОПРОВОД, НАДЕЖНОСТЬ, АППАРАТ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА, МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЙ ГРУНТ, ТЕРМОСТАБИЛИЗАЦИЯ.

Актуальность темы работы связана с тем, что главную опасность для трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах, представляет оттаивание грунта вокруг трубопровода. Эксплуатационным службам необходим научно-практический инструмент, который позволит планировать упреждающие мероприятия и ремонтные работы. В настоящее время нормативными документами не предусмотрен порядок прогнозирования оттаивания мерзлых грунтов вокруг трубопровода и перспективной оценки состояния линейной части сооружения, отсутствует единая методология проведения трудоемких прогнозных расчетов состояния трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах, нет технологии своевременного выявления потенциально опасных участков трубопровода для планирования мероприятий по предупреждению аварийных ситуаций.

Объект исследования – магистральные трубопроводы, проложенные в неблагоприятных районах Крайнего Севера.

Целью работы является анализ эксплуатационной надежности технологий, при прокладке трубопровода на мерзлых грунтах в неблагоприятных районах Крайнего Севера и сложных инженерно-геологических условиях.

Для достижения целей поставлены и решены следующие задачи:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Реферат			
Разраб.		Тетерин Р.С.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					10	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

1. Проанализировать нормативно-техническую литературу по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геокриологических процессов многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах.
2. Проанализировать существующие методы обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами.
3. Проанализировать взаимодействие подземных газопроводов с многолетнемерзлыми грунтами, температурного режима магистральных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера.
4. Провести сравнительный расчет температуры охлаждаемого газа при использовании аппаратов воздушного охлаждения.
5. Провести расчет затрат при замене запорной арматуры (финансовый менеджмент).
6. Привести мероприятия по охране труда и технике безопасности, охране окружающей среды.

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

## Оглавление

Введение .....	14
<b>1. Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах .....</b>	<b>16</b>
<b>1.1. Основные понятия.....</b>	<b>16</b>
<b>1.2. Анализ геокриологических процессов, негативно влияющих на эксплуатацию магистральных газопроводов Крайнего Севера .....</b>	<b>21</b>
<b>1.3. Анализ механического и теплового взаимодействия магистральных газопроводов Крайнего Севера с грунтами .....</b>	<b>23</b>
<b>1.4. Анализ статистических данных по аварийности магистральных трубопроводов .....</b>	<b>34</b>
<b>2. Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами .....</b>	<b>38</b>
<b>2.1. Оценка опасностей, возникающих при прокладке трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов .....</b>	<b>38</b>
<b>2.2. Особенности проектирования трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах.....</b>	<b>40</b>
<b>2.3. Мероприятия по инженерной защите трубопровода и сохранению грунта в мерзлом состоянии .....</b>	<b>42</b>
<b>3. Расчеты.....</b>	<b>52</b>
<b>3.1. Исследование температурного режима подземных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера.....</b>	<b>52</b>
<b>3.2. Принцип действия аппарата воздушного охлаждения газа .....</b>	<b>53</b>
<b>3.3. Расчет температуры газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения для определенного участка газопровода с известными характеристиками газа на входе в аппарат воздушного охлаждения и температурой грунта .....</b>	<b>56</b>
<b>3.4. Выводы по результатам расчета .....</b>	<b>69</b>
<b>3.5. Электрохимическая защита подземных газопроводов Крайнего Севера и решение проблемы ее обеспечения на базе новых технологий. ....</b>	<b>70</b>
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....</b>	<b>79</b>
<b>4.1. Техничко-экономическое обоснование проведения работ .....</b>	<b>79</b>
<b>4.2. Анализ конкурентных технических решений .....</b>	<b>80</b>
<b>4.3. Структура работ в рамках научного исследования .....</b>	<b>82</b>
4.3.1. Определение трудоемкости выполнения работ .....	82
<b>4.4. Бюджет научно –технического исследования.....</b>	<b>86</b>
4.4.1. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ .....	86
4.4.2. Основная заработная плата исполнителей темы .....	87
4.4.3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....	89
4.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды .....	89
4.4.5. Накладные расходы .....	90
<b>4.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....</b>	<b>91</b>
<b>4.6. Техничко-экономический расчет .....</b>	<b>91</b>
4.6.1. Затраты на проведение работ замене дефектного участка магистрального газопровода... ..	92

4.6.2. Затраты на оборудование для проведения работ по замене дефектного участка трубопровода .....	93
4.6.3. Расчет амортизационных отчислений .....	94
4.6.4. Расчет стоимости материалов для работ по замене дефектного участка магистрального газопровода .....	95
4.6.5. Затраты на оплату труда работников .....	96
4.6.6. Расчет страховых взносов .....	97
4.6.7. Сумма затрат необходимых для замены дефектного участка газопровода .....	98
<b>4.7. Заключение.....</b>	<b>99</b>
<b>5. Социальная ответственность организаций при эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера .....</b>	<b>100</b>
<b>5.7. Правовые и организационные вопросы в обеспечении безопасности .....</b>	<b>101</b>
<b>5.8. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....</b>	<b>104</b>
<b>5.9. Экологическая безопасность .....</b>	<b>112</b>
<b>5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....</b>	<b>115</b>
<b>Заключение .....</b>	<b>117</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>119</b>

## Введение

Россия обладает одним из самых больших в мире потенциалов топливно-энергетических ресурсов и активно участвует в формировании благоприятного климата международной торговли всеми их видами, занимая первое место в мире по экспорту природного газа и второе - по экспорту нефти и нефтепродуктов.

Восточная Сибирь и Дальний Восток имеют стратегическое значение для развития России в XXI веке.

На Восточную Сибирь и Дальний Восток приходится от 40 до 50 % нефти, 14% природного газа. Крупномасштабное использование ресурсов углеводородного сырья региона будет способствовать не только ускоренному развитию промышленного потенциала, но позволит также существенно повысить уровень жизни местного населения и, что не менее важно, укрепить позиции России на энергетических рынках азиатско-тихоокеанского региона.

В настоящее время первоочередной стала проблема оценки работоспособности и повышения надежности и ресурса магистральных и промысловых трубопроводов. В ее решении большую роль играет диагностика технического состояния газопроводов.

Основные причины, выдвинувшие эту проблему в число первоочередных, следующие:

- большинство промысловых и газотранспортных систем сооружено и проектируется на Севере, в регионах со сложными климатическими и природно-геологическими условиями, включая многолетнемерзлые грунты. Это предъявляет повышенные требования к материалам труб, сварных соединений, изоляции, методам строительства и техническим решениям;

					Введение						
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>	
<i>Разраб.</i>		<i>Тетерин Р.С.</i>			Введение						
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>								14	123
<i>Консульт.</i>											
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>									
								ТПУ гр.3-2Б6А			

- срок службы трубопроводов (около 30 %) достигает условного нормативного предела - 33 лет, около 20 % газопроводов работают на пониженных давлениях. Это требует инспекции трубопроводов и оценки их работоспособности;

- по масштабам трубопроводного строительства на Севере, мощностям газотранспортных систем и их параметрам (диаметры 1420 мм, протяженность транзитных газопроводов 3-4 тыс. км), применению централизованного управления отечественная промышленность значительно отличается от зарубежной.

Эти причины, а также особенности технологии, разнообразие конструктивных решений обуславливают специфику диагностики газопроводов и необходимость построения концепции диагностики и разработки инженерных методов и средств по ее реализации.

Основные проблемы строительства и надежности эксплуатации трубопроводных сетей в северных регионах связаны с широким распространением многолетнемерзлых грунтов. Прежде всего, наличие мерзлоты сильно осложняет обеспечение проектного положения трубопроводов. Значительная - до двух метров и более - глубина слоя сезонного протаивания, низкая несущая способность талых грунтов и нестабильность мерзлоты, интенсивные мерзлотные процессы вынуждают практически все трубопроводы прокладывать над поверхностью грунта - на опорах или на эстакадах.

					Введение	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Ремонтопригодность – это свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Безопасность - свойство объекта при изготовлении и эксплуатации и в случае нарушения работоспособного состояния не создавать угрозу для населения или для окружающей среды. Под живучестью понимается свойство объекта, состоящее в его способности противостоять развитию критических и существенных отказов из дефектов, повреждений и несущественных отказов при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Примером служит сохранение несущей способности линейных частей магистральных газопроводов при возникновении в них усталостных трещин, размеры которых не превышают заданных значений.

Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям документации, называют исправным. Если объект не соответствует хотя бы одному из требований, то его состояние называют неисправным. Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям документации, называют работоспособным.

Если значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность объекта выполнять заданные функции, не соответствует указанным требованиям, то состояние называют неработоспособным. В общем случае вводится промежуточное понятие частично неработоспособного (частично работоспособного) состояния. Примером частично неработоспособного состояния служит такое состояние линейной части магистрального трубопровода, при котором участок способен выполнять требуемые функции по перекачке продукта с пониженными показателями, в частности, с пониженной производительностью (при более низком давлении, чем номинальное).

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

Переход объекта в предельное состояние влечет за собой временное или окончательное прекращение эксплуатации объекта. При достижении предельного состояния объект должен быть снят с эксплуатации, направлен в средний или капитальный ремонт, списан, уничтожен или передан для применения не по назначению. Для ремонтируемых объектов выделяют два или более видов предельных состояний. В одних случаях требуется отправка объекта в средний или капитальный ремонт, в других случаях предельное состояние влечет за собой окончательное прекращение применения объекта по назначению.

Под отказом понимают любое событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Отказ может быть полным, когда в результате отказа наступает полное неработоспособное состояние объекта, и частичным, когда наступает частично неработоспособное состояние.

Совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта устанавливают в нормативно-технической или проектно-конструкторской документации. Необходимо отличать отказы от повреждений, т.е. от нарушений исправного состояния объекта при сохранении его работоспособного состояния.

Классификация отказов по последствиям необходима при нормировании надежности, в частности, для обоснования выбора номенклатуры и численных значений нормируемых показателей надёжности.

Среди всех отказов выделяют особо опасные – катастрофические отказы, наступление которых создает угрозу для жизни и здоровья людей, а также для окружающей среды, или приводит к тяжелым экономическим потерям. К критическим отказам относятся такие, возникновение которых приводит к невыполнению ответственного задания. Отнесение отказа к той или иной категории является предметом соглашения между заказчиком (потребителем) и разработчиком (изготовителем).

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Наработка до отказа характеризует продолжительность эксплуатации объекта от ее начала до возникновения отказа. Нарботку между отказами отсчитывают от окончания восстановления его работоспособного состояния после отказа до возникновения следующего отказа.

Долговечность объекта характеризуют его ресурсом или сроком службы. Техническим ресурсом (или просто - ресурсом) называют суммарную наработку объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода объекта в предельное состояние. Срок службы определяют как календарную продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или возобновления после ремонта до перехода объекта в предельное состояние [1].

Развитие нефтегазовой промышленности на основе мощных магистральных трубопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями поставили на повестку дня вопросы несущей способности, долговечности и надёжности трубопроводов. Увеличение параметров — давления, диаметра трубопроводов — привело к тому, что линейные сооружения — нефтегазопроводные системы стали наиболее нагруженными конструкциями.

Конструкции газопроводов, несмотря на кажущуюся простоту, находятся под действием комплекса нагрузок вероятностного характера, подвержены воздействиям окружающей среды. При эксплуатации трубопроводов возможны экстремальные ситуации в результате изменения гидрогеологии, микроклимата и связанных с ними деформаций грунта и силовых воздействий. Бывают отклонения от необходимых требований при выполнении строительных работ и эксплуатации специальной техники. Все это приводит к нерасчетным напряжениям, возможным перегрузкам и недопустимым деформациям конструкции. Следует учесть, что согласно нормам трубопроводы рассчитывают на прочность по предельному состоянию, что существенно уменьшает запас прочности.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

При анализе надежности трубопроводов, как и других технических объектов, используют классическую кривую расчётного срока службы, на которой выделяют три этапа:



Рисунок 1 - Вероятность безотказной работы  $P(t)$  технических систем в зависимости от срока эксплуатации.

Этап приработки, когда имеется значительная вероятность отказов; этап устойчивой эксплуатации и этап в конце срока службы, когда вероятность отказов снова возрастает (рис. 1). Рассмотрение графика показывает, что период эксплуатации с минимальными отказами можно увеличить (пунктирная кривая) путем применения инспекции и профилактических мероприятий.

Применительно к линейным сооружениям — нефтегазопроводам в первую очередь нужно уметь рассчитывать долговечность участков трубопроводов, прокладываемых в многолетнемерзлых грунтах. Оценка долговечности должна выполняться исходя из того, что конструкция находится в переменных условиях нагружения, свойства материалов конструкции имеют статистический разброс, поведение конструкции носит вероятностный характер и т.п.. Это приводит к рассмотрению механической надежности с применением вероятностных методов.

Большее время линейная часть нефтегазопровода имеет взаимодействие с мерзлыми грунтами, в остальное же время со слабонесущими грунтами (оттаивающие, замерзающие, обводненные).

Ввиду наличия в этих грунтах значительных сжимающих продольных нагрузок, которые действуют на трубопровод при эксплуатации в теплое время года, имеют место немалые поперечные перемещения упругой оси газопровода, в особенности в местах искривления, и как результат, эти перемещения приводят к выходу трубопровода из траншеи и к образованию выпученных участков. В зимнее время газопроводы подвергаются большим продольным усилиям растяжения, и в обводненных участках часто явление всплытия трубопровода.

## **1.2. Анализ геокриологических процессов, негативно влияющих на эксплуатацию магистральных газопроводов Крайнего Севера**

Геокриологические условия прокладки в районах распространения многолетнемерзлых грунтов характеризуются распространением и залеганием многолетнемерзлых грунтов; составом, сложением и строением грунтов; температурным режимом грунтов; толщиной сезоннооттаивающих и сезоннопромерзающих слоев грунта; физико-механическими свойствами грунтов; мерзлотными процессами (пучение, наледи, термокарст, трещинообразование); грунтовыми водами; климатическими условиями района строительства.

Грунты всех видов называются мерзлыми, если они имеют отрицательную или нулевую температуру и содержат в своем составе лед; эти грунты называются многолетнемерзлыми (вечномерзлыми), если они находятся в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (от трех и более).

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов поверхностный слой грунта, подвергающийся сезонному промерзанию и оттаиванию, называется *сезоннопромерзающим* — оттаивающим летом и промерзающий

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

зимой, но без слияния с толщен многолетнемерзлого грунта; *сезоннооттаивающим* — оттаивающий летом и промерзающий зимой до полного слияния с толщей многолетнемерзлого грунта. (Слои грунта, промерзающие зимой и не оттаивающие полностью в течение одного-двух лет, называются перелетками).

Наименование видов мерзлых грунтов принимают в соответствии с характеристиками эти грунтов, которые они приобретают после оттаивания.

Мерзлые грунты по их состоянию подразделяются на следующие грунты.

*Твердомерзлые* — прочно сцементированные льдом, характеризующиеся относительно хрупким разрушением и практически несжимаемостью под нагрузками от сооружений; к твердомерзлым относятся песчаные и глинистые грунты, если их температура ниже  $-0,3^{\circ}\text{C}$  — для песков пылеватых;  $-0,6^{\circ}\text{C}$  — для супесей;  $-1^{\circ}\text{C}$  для суглинков;  $-1,5^{\circ}\text{C}$  — для глины.

*Пластично мерзлые* — сцементированные льдом, но обладающие вязкими свойствами (вследствие содержания в них значительного количества незамерзающей воды), характеризующиеся способностью сжиматься под нагрузками от сооружения; к пластичномерзлым относятся песчаные и глинистые грунты со степенью заполнения пор  $G$  льдом и незамерзшей водой  $<0,8$ , если их температура находится в пределах от  $0^{\circ}\text{C}$  до значений, указанных для твердомерзлых грунтов.

При  $G > 0,8$ , а также при засоленности грунтов более 0,25% состояния грунтов определяются на основе специальных исследований.

*Сыпучемерзлые* — несцементированные льдом вследствие малой влажности песчаные и крупнообломочные грунты.

*Наледь* — выход в зимнее время речной (или другого водотока) воды на поверхность льда или на поверхность земли; излившаяся вода постепенно замерзает.

*Солифлюкция* — медленное вязкое течение грунта по склону рельефа, вызванное процессом сезонного его промерзания — оттаивания.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

*Термокарст* — провальные формы рельефа, образующиеся вследствие оттаивания подземного льда и льдистых вечномёрзлых грунтов.

*Пучение* — увеличение в объеме слоя влажного грунта в процессе его промерзания, проявляющееся в подъеме поверхности слоя, перемещения покрытий и др. Максимальное пучение характерно для сезоннопромерзающего слоя с высоким уровнем грунтовых вод.

*Морозобойные трещины* — вертикальные трещины в грунте, образующиеся вследствие его сезонного промерзания или резких и больших температурных колебаний в зимнее время.

### **1.3. Анализ механического и теплового взаимодействия магистральных газопроводов Крайнего Севера с грунтами**

Обычно сооружение газопровода на участках распространения многолетнемерзлых грунтов осуществляется в период, когда грунт находится в мерзлом состоянии, так как при сезонном оттаивании проведение строительномонтажных работ становится практически невозможным [18, 23].

Начальное состояние подземного газопровода определяется положением уложенной в траншею и засыпанной грунтом трубы. Поскольку трубы засыпаются мерзлым разрыхленным грунтом, то цементационных связей между трубой и мерзлым грунтом нет.

Газопровод может относительно свободно перемещаться в грунте, если в нем появляются незначительные продольные усилия.

Ввод газопровода в эксплуатацию может осуществляться с пропуском по нему продукта, имеющего температуру ниже 0°C и выше 0°C. В первом случае условия эксплуатации не ухудшаются, поскольку оттаивания мерзлого грунта не происходит. Во втором случае между газопроводом и грунтом устанавливается тепловой поток, который постепенно оттаивает грунт вокруг трубы в некоторой области. Вследствие изменения физических свойств грунта вдоль трубопровода за один и тот же промежуток времени в различных

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

сечениях труб величина оттаивания будет различной. Следовательно, и величина поперечных перемещений отдельных участков также будут различаться. Особенно характерно такое положение для грунтов, имеющих слоистую и ячеистую текстуру, а также грунтов с жильными и повторно-жильными льдами. В таких грунтах возникают провалы грунта, в результате чего в местах провалов трубопровод провисает и изгибается [18,19].

Потеря устойчивости газопровода может происходить в результате его всплытия при подъёме уровня грунтовых вод на участках с распространения многолетнемерзлых грунтов несливающегося типа, а также при таянии льдистых многолетнемерзлых грунтов сливающегося типа. В последнем случае талый грунт представляет собой взвешенную массу, в которой вследствие её большой плотности может всплывать даже оснащенный пригрузами газопровод. Также возможно, в таких условиях, контейнерные балластирующие устройства, заполняемые минеральным грунтом, не будут достаточными для обеспечения отрицательной плавучести газопровода.

Функциональные нагрузки на трубопроводы.

Функциональные нагрузки – это нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации трубопровода. К функциональным нагрузкам относят внутреннее давление транспортируемого продукта, температурные воздействия, весовые нагрузки, упругий изгиб газопровода [18,19].

Под термином нормативное рабочее давление понимается наибольшее внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода. Расчетным давлением является значение нормативного рабочего давления, увеличенного на коэффициент надежности по нагрузке.

Температурные воздействия обуславливаются разностью между максимальной (минимальной) температуры стенки трубопровода во время эксплуатации и минимальной (максимальной) температурой, при которой

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

фиксируется расчетная схема трубопровода (свариваются захлесты, привариваются компенсаторы и т.п.).

Весовые нагрузки определяются с учетом веса труб, транспортируемого продукта, противокоррозионного и теплоизоляционного покрытий.

Нагрузки со стороны мерзлого грунта.

Все вечномерзлые грунты относятся к категории нестабильных структурно-неустойчивых просадочных грунтов. В этих грунтах при оттаивании резко нарушается структура, что обуславливает увеличение осадков, уменьшение несущей способности, ухудшение физико-механических свойств. Значительные осадки этих грунтов обусловлены тем, что в природных условиях они являются неуплотненными, так как при незавершенной консолидации образовались структурные связи, препятствующие их уплотнению, а при оттаивании эти связи нарушаются [18, 24].

Газопровод может быть уложен в пределах слоя сезонного промерзания и оттаивания грунта (деятельный слой), ниже деятельного слоя, а также в пределах слоя многолетнемерзлого грунта. Температура транспортируемого продукта по газопроводу может быть как положительной, так и отрицательной, причем технология транспорта может предусматривать изменение режимов температур, которые связаны с условиями подготовки газа к транспорту на компрессорных станциях. В зависимости от температуры транспортируемого газа участки газопровода делятся на горячие, холодные и теплые [19].

Под горячим понимается участок, температура которого в течение всего года выше 0 °С, под теплым – участок, на котором температура может быть выше и ниже 0 °С, но средне-годовая – ниже нуля, под холодным – участок, температура труб на котором ниже 0 °С, в любое время года. Очевидно, что на

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

горячем участке будет происходить только оттаивание грунта, на теплом – периодическое оттаивание-замерзание, а на холодном оттаивания не будет.

Изменение температуры грунта, окружающего трубопровод, с положительной на отрицательную, вне зависимости от того вызвано ли это температурой окружающего воздуха или продукта, обуславливает морозное пучение грунта. Эксплуатация газопроводов в условиях вечномерзлых грунтов может осуществляться по одному из двух принципов использования грунта в качестве оснований: первый – сохранение вечномерзлого грунта в основании газопровода в естественном мерзлом состоянии, второй – допущение оттаивания грунта в основании газопровода. В первом случае предполагается неизменность первоначальное положение трубопровода, что гарантирует возможность его безопасной эксплуатации. Во втором случае оттаивание грунта в основании газопровода будет вызывать пространственные перемещения трубы, в том числе провисания локальных участков, которые при определенных условиях могут вызвать даже разрушение газопровода. Для предотвращения аварийных ситуаций в процессе эксплуатации газопровода требуется прогнозирование потенциально опасных участков и мониторинговое наблюдение за их поведением.

Наиболее опасные места с точки зрения прочности газопровода возникают в районе неравномерной деформации грунта (осадки, пучения), т.е., в первую очередь, на границе смены грунтов с разными свойствами, например мерзлый и талый или пучинистый и непучинистый грунт. В общем случае подземный трубопровод, находящийся под воздействием внутренних и внешних сил, может изменить свое положение относительно положения, занимаемого им в период укладки, и занять любое пространственное положение[18]. Перемещение какого-либо участка труб вверх называется выпучиванием или всплытием, перемещение вбок – боковым перемещением, а вниз – осадкой.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Выпучивание труб на непучинистых грунтах может быть только при сжимающей продольной силе. Вертикальное перемещение типа «всплытие» может иметь место только при условии положительной плавучести труб, уложенных в полностью водонасыщенный грунт (коэффициент водонасыщения более 0,8). Всплытие может быть как при отсутствии в трубопроводе продольной силы, так и при ее наличии. В последнем случае всплытие сопровождается выпучиванием [25,26]. Вбок трубопровод может перемещаться только в том случае, если в нем имеется сжимающее или растягивающее продольное усилие. Боковые перемещения при сжимающей продольной силе могут быть только в сторону увеличения начальной стрелки прогиба. При уменьшении продольной сжимающей силы по сравнению с начальной или при возникновении растягивающей продольной силы искривленный трубопровод будет перемещаться к прямолинейному состоянию, т.е. стрелка прогиба будет уменьшаться [25,26].

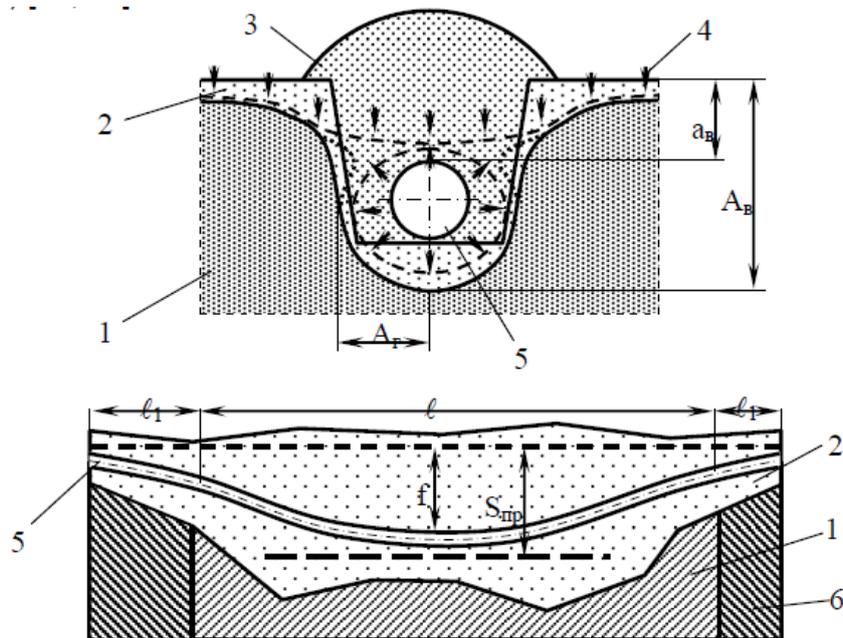
Осадка трубопровода в вертикальной плоскости вниз в пределах талого грунта складывается из двух составляющих: перемещение, соответствующее осадке оттаивания, и перемещение, соответствующее осадке уплотнения. При этом осадка может проходить как при наличии в трубопроводе продольной силы, так и без нее. Характерные признаки поперечных перемещений газопровода приведены в таблице 1.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Направление перемещения	Характеристика газопровода и грунта	Вид возможного перемещения
Вверх	Положительная плавучесть труб, водонасыщенный грунт: а) продольной силы нет; б) продольная сила есть пучинистый грунт.	Всплытие Всплытие и выпучивание Выпучивание
Вниз	Отрицательная плавучесть труб, любой грунт: а) продольной силы нет; б) сжимающая продольная сила; в) растягивающая продольная сила, трубопровод уложен прямолинейно; г) растягивающее продольная сила, трубопровод имеет искривление в вертикальной плоскости;	Осадка Осадка или выпучивание Осадка  Уменьшение стрелки прогиба
Горизонтальное	Трубопровод прямолинейный, сжимающая продольная сила превышает критическое значение Трубопровод уложен с искривлением: а) сжимающая продольная сила  б) растягивающая продольная сила	Потеря устойчивости с образованием искривленного участка   Увеличение стрелки прогиба Уменьшение стрелки прогиба

Таблица 1 - Признаки поперечных перемещений газопровода.

Схемы подземного газопровода в оттаивающем грунте в летний период показаны на рисунках 2 и 3. Предполагается, что в начальный момент времени на данном участке труба располагалась в горизонтальном положении. Через некоторый период времени, вследствие оттаивания грунта, газопровод опускается (рисунок 2) или всплывает (рисунок 3) [25].

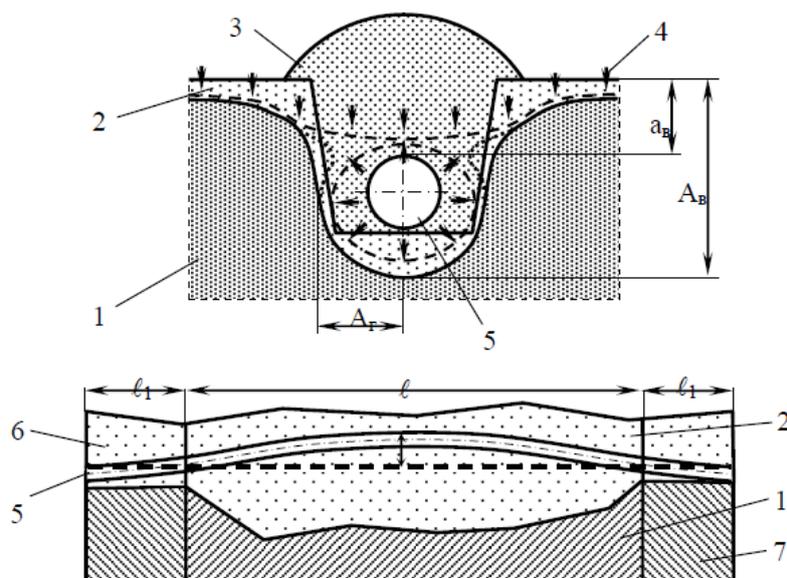


1 – промороженный водонасыщенный грунт; 2 – оттаявший грунт; 3 – грунт засыпки; 4 -  
направление распространения границ оттаивания; 5 – трубопровод;  
6 – слабоувлажнённый промороженный грунт

Рисунок 2 - Просадка газопровода в талом грунте.

В летний период, вследствие сезонного растепления грунта в приповерхностном слое (под действием солнечного излучения, осадков, воздушного теплообмена), граница зоны оттаивания вокруг газопровода может сливаться с сезонноталым грунтом, в результате чего формируется область грунта, обладающая низкой несущей способностью и имеющая глубину, превышающую глубину заложения газопровода. Потеря устойчивости участка газопровода, расположенного в такой области, может выражаться в следующем[23]:

- всплытие или всплытие и выпучивание;
- образование горизонтального искривлённого участка;
- осадка или осадка и выпучивание.



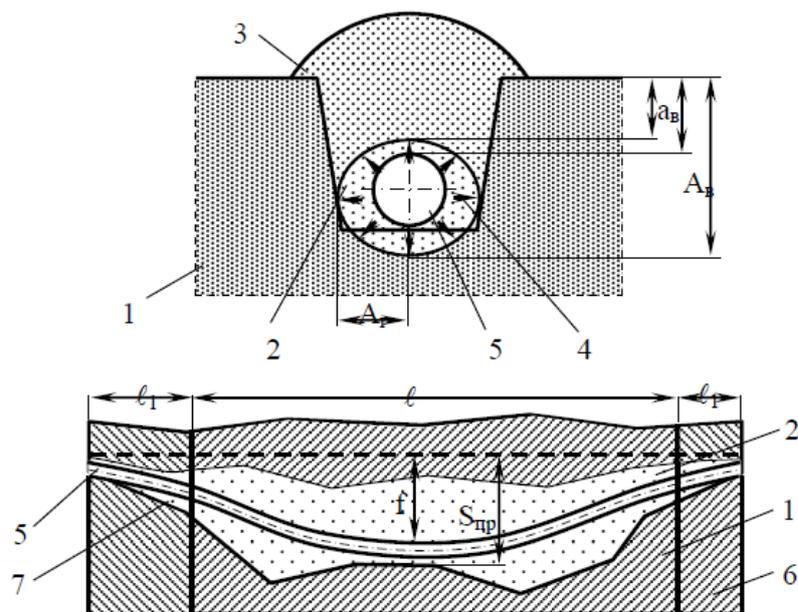
- 1 – промороженный водонасыщенный грунт; 2 – оттаявший сильноувлажнённый грунт; 3 – грунт засыпки; 4 – направление распространения границ оттаивания;  
5 – трубопровод; 6 – оттаявший слабоувлажнённый грунт; 7 – промороженный слабоувлажнённый грунт

Рисунок 3 - Всплывший в талом грунте участок газопровода.

При вертикальных или горизонтальных перемещениях участков газопровода в точках перегиба возникает опасное для прочности труб напряженное состояние.

В том случае, если в летний период граница оттаивания промороженного грунта вокруг газопровода не сливается с сезонно-талым слоем или в зимний период эксплуатации сезонно-талый слой грунта промерзает на некоторую глубину, возможные перемещения газопровода будут ограничиваться областью талого грунта вокруг газопровода. Возможный вертикальный профиль участка газопровода в данном случае будет определяться геометрией границ области оттаявшего грунта, которые в свою очередь определяются грунтовыми условиями (рисунок 4).

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

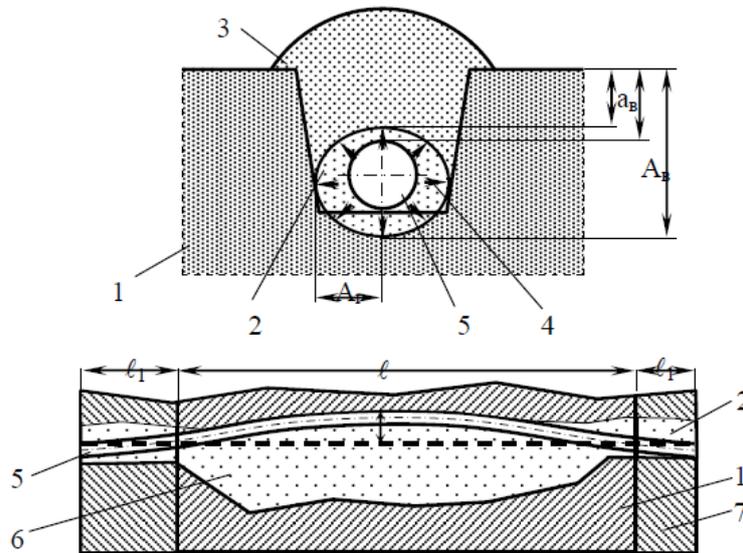


1 – промороженный водонасыщенный грунт; 2 – оттаявший грунт; 3 – грунт засыпки; 4 - направление распространения границ оттаивания; 5 – трубопровод; 6 – слабоувлажнённый промороженный грунт; 7 – слабоувлажнённый оттаявший грунт

Рисунок 4 - Просадка газопровода в пределах области талого грунта, изолированной от земной поверхности мёрзлой кровлей.

При всплытии участка газопровода в пределах изолированной от поверхности талой области, верхняя образующая всплывающих труб, взаимодействуя с мёрзлой кровлей, будет способствовать её оттаиванию, с последующим возможным выходом участка на поверхность (рисунок 5). В том случае, если всплывающий участок газопровода не сможет преодолеть сопротивление мёрзлой кровли, его профиль будет определяться профилем кровли на границе с областью оттаивания.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31



1 – промороженный водонасыщенный грунт; 2 – оттаявший слабоувлажнённый грунт; 3 – грунт засыпки; 4 - направление распространения границ оттаивания;  
5 – трубопровод; 6 – оттаявший сильноувлажнённый грунт; 7 – промороженный слабоувлажнённый грунт

Рисунок 5 - Всплытие газопровода в пределах области талого грунта, изолированной от земной поверхности мёрзлой кровлей.

Далее приведены еще несколько схематичных планов характерных разрывов газопровода в условиях мерзлого грунта.

На рисунке 6 часть трубопровода оказалась жестко зацементированной, а другая часть смещена силами пучения вверх с разрывом по сварному соединению.

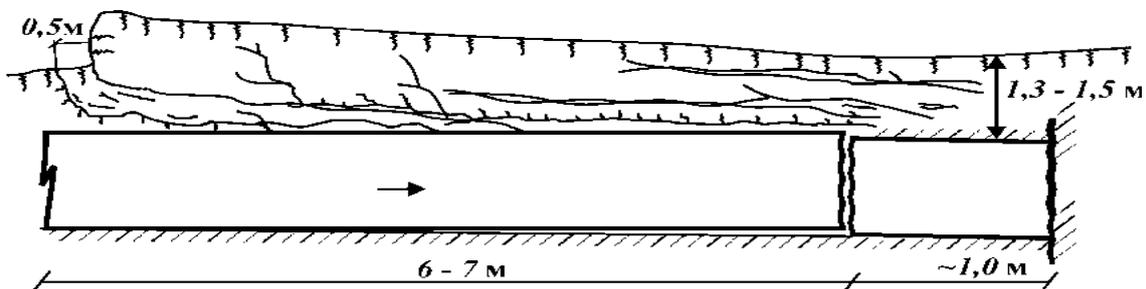


Рисунок 6 - Схема (разрез) разрыва газопровода на пойменном участке (правый участок остался в первоначальном положении, левый сместился на 50-60 мм).

Пример на рисунке 7 относится к разрыву газопровода вследствие морозобойного растрескивания. Разрыв газопровода и наличие на поверхности грунта морозобойных трещин, образующих блоки растрескивания размером 1,5x1,5 м. Участок относится к высокой пойме, характеризуется спокойным рельефом, хорошей продуваемостью и, как следствие, — минимальным снежным покровом.

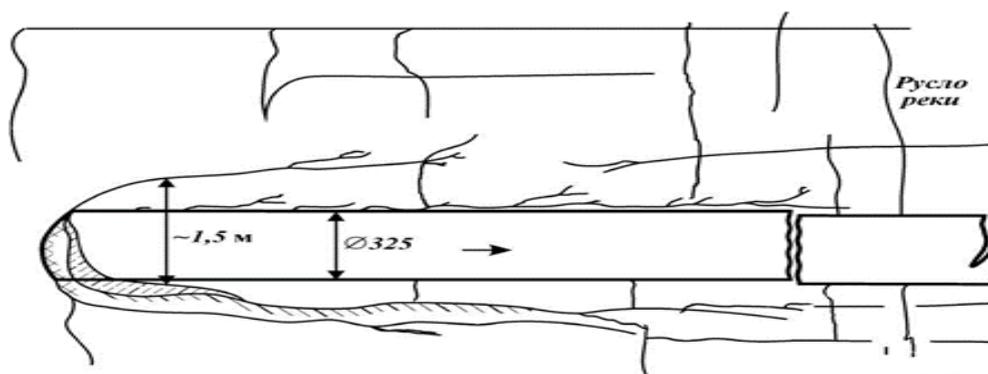


Рисунок 7 - Размеры блоков растрескивания примерно 1,5x1,5 м. Трещины расположены параллельно и перпендикулярно к оси трубы.

Пример на рисунке 8 описывает ситуацию, имеющую место при пересечении подземным газопроводом мелких водотоков. Разрыв газопровода диаметром 529 мм. Под действием сил пучения в одном из сечений по телу трубы произошло разрушение, захватившее сварное соединение. При этом участки газопровода, зацементированные в мерзлом грунте, не изменили своих положений. Разрыв произошел при однократном значительном нагружении [22].

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

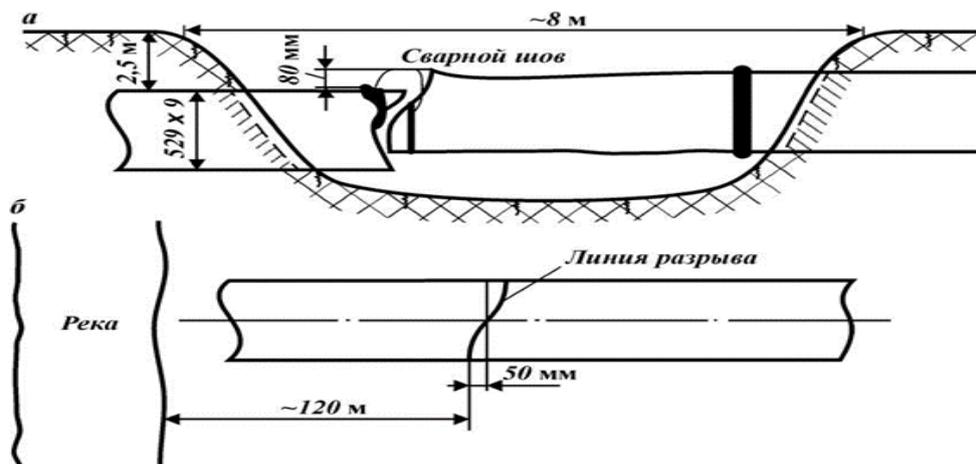


Рисунок 8 - Схема профиля (а) и план (б) участка разрыва подземного газопровода (подводный переход, пойменный участок).

Такого типа разрывы происходят, как правило, в начале зимы, характеризуются одинаковыми признаками разрушения. В начальный период промерзания трубопровод, испытывая сжатие со стороны промерзающих грунтов, постепенно перемещается вместе с мерзлым грунтом вверх. По мере увеличения мощности мерзлого грунта скорость перемещения возрастает, что приводит к увеличению напряжений в трубопроводе. В дальнейшем после исчезновения под трубопроводом талого прослоя, разобщающего зоны промерзания от дневной поверхности и трубопровода, выпучивание последнего продолжается в связи с пучением грунтов, промерзающих под ним. Основную опасность для трубопровода представляет не столько само пучение, сколько его неравномерность по длине.

#### 1.4. Анализ статистических данных по аварийности магистральных трубопроводов

Статистика аварий на магистральных трубопроводах России в период с 2000 по 2015 г. собрана на основе анализа открытых данных Ростехнадзора и представлена в таблице 2.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

№ п/п	Год	Число аварий				
		МТ	МГ	МН	МНПП	АП
1	2000	48	35	9	4	0
2	2001	52	38	11	3	0
3	2002	42	34	7	1	0
4	2003	52	33	18	1	0
5	2004	48	29	19	0	0
6	2005	35	19	13	3	0
7	2006	40	21	18	1	0
8	2007	29	16	11	2	0
9	2008	25	20	5	0	0
10	2009	28	16	9	2	1
11	2010	13	9	2	2	0
12	2011	17	14	2	1	0
13	2012	21	16	5	0	0
14	2013	12	9	2	1	0
15	2014	6	6	0	0	0
16	2015	9	7	1	0	1
<b>Итого за 2000–2015 гг.</b>		<b>477</b>	<b>322</b>	<b>132</b>	<b>21</b>	<b>2</b>

**Примечание:** МТ – магистральный трубопровод; МГ – магистральный газопровод; МН – магистральный нефтепровод; МНПП – магистральный нефтепродуктопровод; АП – аммиакопровод.

Таблица 2 - Статистика аварий на магистральных трубопроводах России за период с 2000 по 2015 гг.

Диаграмма изменения числа аварийных случаев на магистральных трубопроводах представлена на рисунке 9.

Изменение протяженности магистральных трубопроводов представлено в таблице 3 согласно данным Службы государственной статистики.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

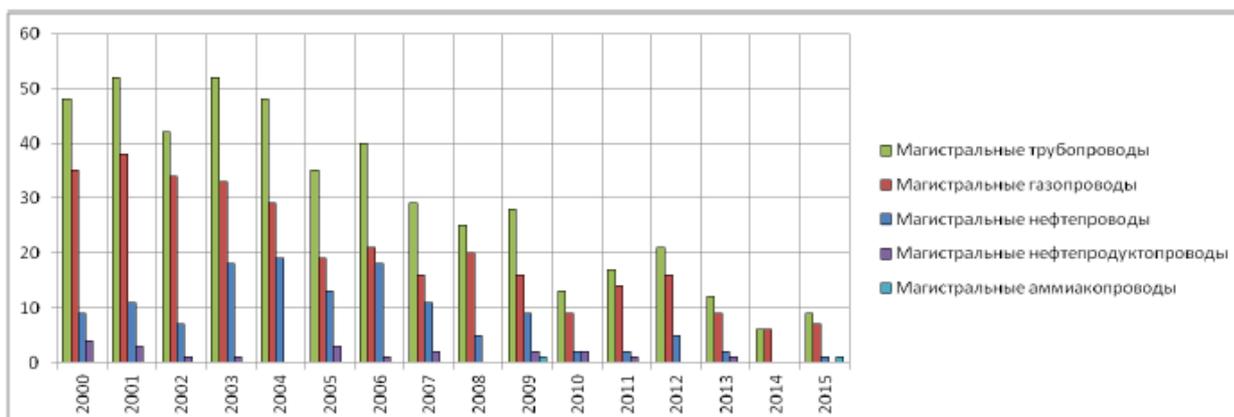


Рисунок 9 - Изменение аварийности магистральных трубопроводов за период с 2000 по 2015 гг.

Таблица 3 - Протяженность магистральных трубопроводов, тыс. км

№ п/п	Год	МТ	МГ	МН	МНПП	АП
1	2000	216,4	151,7	48,4	14,9	1,4
2	2001	216,6	152,1	48,1	15,0	1,4
3	2002	219,4	152,7	50,1	15,2	1,4
4	2003	222,4	156,1	49,7	15,2	1,4
5	2004	224,5	157,6	49,9	15,6	1,4
6	2005	226,7	159,9	49,8	15,6	1,4
7	2006	228,5	161,9	49,6	15,6	1,4
8	2007	230,2	163,5	49,5	15,8	1,4
9	2008	231,4	164,8	49,2	16,0	1,4
10	2009	232,4	166,2	48,9	15,9	1,4
11	2010	234,0	167,5	49,2	15,9	1,4
12	2011	242,5	170,6	51,0	19,5	1,4
13	2012	250,3	174,4	54,9	19,6	1,4
14	2013	251,1	174,9	55,0	19,8	1,4
15	2014	252,9	177,3	54,9	19,3	1,4
16	2015	252,9	177,3	54,9	19,3	1,4

Средняя частота аварий на магистральных нефтепроводах за период 2006-2015 гг. составила

$$\lambda_n = \frac{\sum_{\Delta t} N_A}{\Delta t \bar{L}_{\text{тр}}} = \frac{55}{10 * 51,7} = 0,11 - \text{аварий}/(1000 \text{ км} * \text{год})$$

где  $\Delta_T$  – период накопления статистики, лет;  $N_A$  – количество аварий за каждый рассматриваемый год;  $\bar{L}_{\text{тр}}$  – средняя длина рассматриваемых трубопроводов, тыс. км.

					Анализ нормативно-технической литературы по вопросу определения надежности линейной части трубопровода, геологических свойств многолетнемерзлых грунтов и аварийности на трубопроводах грунтов	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

## 2. Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами

### 2.1. Оценка опасностей, возникающих при прокладке трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Многолетнемерзлые грунты занимают более 20 % земной поверхности и около 60 % территории Российской Федерации [2]. Мерзлые породы представляют собой сложные многофазные и многокомпонентные системы, обладающие специфическими свойствами: при отрицательных температурах, они сочетают механическую прочность с высокой несущей способностью, а при нулевой и положительной температурах оттаивают и практически полностью утрачивают способность нести нагрузки от инженерных сооружений. Важно отметить, что при оттаивании мерзлые грунты дают разную осадку в зависимости от своей структуры [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9]. При проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов возникает ряд проблем, которые определяются особенностями климатических и инженерно-геокриологических условий местности, а также характером и степенью вмешательства техногенных элементов трубопроводной системы в естественную природную среду.

					Оценка опасностей, возникающих при прокладке трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тетерин Р.С.</i>			Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					38	123
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр.3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

Эти проблемы обуславливаются как изменением свойств мерзлых грунтов в зависимости от температуры перекачиваемого продукта и окружающей среды, так и возникновением, и развитием в зоне влияния трубопровода опасных инженерно-геологических процессов (термокарст, заболачивание, пучение грунтов и пр.).

Особенности воздействия трубопровода на грунт в первую очередь зависят от типа прокладки. Так, при подземной прокладке трубопроводов первоочередным является вопрос обеспечения их безаварийной работы в условиях снижения прочности и изменения несущей способности грунта основания трубопровода, оттаивающего вследствие растепляющего действия транспортируемого продукта [10, 11]. Изменчивость и неоднородность свойств грунта вдоль трассы трубопровода, неравномерное распределение различных по форме и размерам ледяных включений, изменение теплофизических и физико-механических свойств грунтов в процессе строительства трубопроводов и активное течение криогенных процессов приводят к неоднородному оттаиванию и обводнению многолетнемерзлых грунтов. Оттаивание многолетнемерзлых грунтов в свою очередь сопровождается формированием вокруг трубопровода ореола оттаивания, неравномерной просадке и деформации оттаивающего под трубопроводом грунта и, как следствие, к возникновению изгибных деформаций трубопровода, его перенапряжению и разрушению [12, 13]. При надземной прокладке трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов наблюдаются снижение несущей способности свайных опор, деформации морозного пучения опор, повышение температур грунтов вследствие снеготранспорта и теплопередачи по сваям и пр. [14, 13].

Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных нефтепроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов требуют комплексного подхода. Повышения требований к деятельности инженерно-геологических изысканий, применения экономичных и надежных технических и

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

технологических решений, обеспечивающих учет взаимовлияния природных и техногенных факторов в системе «атмосфера – грунт – трубопровод» [15]. В целях борьбы с вышеизложенными опасностями при проектировании фундаментов линейных протяженных сооружений на многолетнемерзлых грунтах необходимо учитывать следующие факторы:

- прохождение трассы через участки с различными инженерно-геокриологическими условиями, в том числе на границе талых и мерзлых, просадочных и непросадочных грунтов;
- проявление на трассе негативных грунтово-мерзлотных процессов: бугров пучений, термокарстов, наледей, оползней, солифлюкций, оттаивания пластовых и повторно жильных льдов;
- нарушение водно-теплового баланса и затруднение стока поверхностных и надмерзлотных вод и пр.

## **2.2. Особенности проектирования трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах**

При строительстве трубопроводов могут применяться три конструктивные схемы (подземная, наземная, надземная) [3]. Согласно нормативным документам для магистральных трубопроводов рекомендуется подземная прокладка [16], это конструктивная схема наиболее распространена (более 95% от общей протяженности трубопроводов). В настоящее время существуют два основных принципа строительства подземных трубопроводных сооружений на многолетнемерзлых грунтах: принцип I – использование и сохранение грунтов оснований сооружений в мерзлом состоянии на протяжении всего периода эксплуатации; принцип II – использование мерзлых грунтов в оттаянном (предварительное оттаивание) или оттаивающем (допущение оттаивания) состоянии без выхода сооружений из проектного положения [9, 16]. На основании прогнозных теплотехнических расчетов было показано, что принцип I реализуем при наземной прокладке, а

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	<i>Лист</i>
						40
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

принцип II – при подземной [17]. Выбор между I и II принципами строительства определяется на основании анализа данных инженерно-геологических изысканий и обосновывается многими факторами: распространенностью многолетнемерзлых грунтов на площадке строительства, составом и температурным состоянием грунтов, реологическими, пучнистыми и просадочными свойствами грунтов и пр. При строительстве магистральных трубопроводов чаще применяется принцип I, при этом рекомендуется избегать участки с активными мерзлотно-грунтовыми процессами. В случае применения принципа II рекомендуется рассчитывать сооружение на прочность и устойчивость с учетом дополнительных напряжений от изгиба вследствие неравномерной осадки основания при оттаивании [4, 16].

Более тридцати лет назад были разработаны рекомендации по выбору конструктивной схемы трубопроводов в зависимости от категории многолетнемерзлых грунтов [18, 19] (таблица 4). На грунтах I категории возможно использование любых способов прокладки. На грунтах II категории наземный и надземный способы прокладки могут применяться без ограничений, а подземная прокладка возможна лишь с применением средств инженерной защиты трубопровода. На грунтах III категории не рекомендуется размещать тепловыделяющие подземные трубопроводы. На грунтах IV категории строительство подземных трубопроводов запрещено, а надземная конструктивная схема может быть использована в исключительных случаях.

Таблица 4 – классификация многолетнемерзлых грунтов

Категория ММГ	Тип грунта	Характеристика просадки, % глубины оттаявшего слоя
I категория	Непросадочный	Незначительная равномерная осадка (менее 2%)
II категория	Малопросадочный	Равномерная осадка (до 10–12%)
III категория	Льдонасыщенный	Наравномерная осадка (до 40%)
IV категория	Высокольдистый	Провалы, термокарсты, бугры пучения

### 2.3. Мероприятия по инженерной защите трубопровода и сохранению грунта в мерзлом состоянии

Выбор способа инженерной защиты трубопровода и сохранения грунта в мерзлом состоянии зависит от ряда факторов: конструктивной схемы трубопровода (типа прокладки), перекачиваемого продукта, эксплуатационного теплового режима, типа многолетнемерзлого грунта и т.д. В настоящее время важным этапом проектирования и строительства трубопроводов в криолитзоне становится проведение прогнозных расчетов с учетом всех вышеописанных факторов [9].

Способы инженерной защиты трубопроводов и сохранения грунта в мерзлом состоянии можно разделить на две группы. К первой относятся способы, применяемые с целью уменьшения теплового влияния трубопровода на мерзлый грунт. В их числе:

- 1) обоснованный выбор наземного или надземного способа прокладки трубопровода;
- 2) теплоизоляция наружной поверхности трубопровода (например, пенополиуретаном, пеноплексом, полистиролом);
- 3) использование теплоизоляционных экранов между трубопроводом и многолетнемерзлым грунтом;
- 4) управление режимами перекачки углеводородов для уменьшения теплового влияния трубопровода на многолетнемерзлый грунт (охлаждение нефти);
- 5) установка георешеток и геоматов для укрепления дневной поверхности (особенно на склонах);
- 6) обустройство дренажа и стока вод из полосы прокладки трубопровода;

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

7) проведение мероприятий по сохранению или восстановлению растительного покрова в полосе строительства трубопровода.

Ко второй группе можно отнести мероприятия, проводимые с целью предотвращения или снижения деформации конструкции линейной части трубопровода при оттаивании многолетнемерзлого грунта:

1) применение механических конструкций, удерживающих трубопровод в проектном положении при оттаивании многолетнемерзлого грунта (подземных опор на свайном основании для подземных нефтепроводов);

2) балластировка трубопровода;

3) замена грунта основания трубопровода непросадочным грунтом;

4) установка регулируемых опор трубопровода для обеспечения стабильности трубопроводной системы и защиты трубопровода и грунта основания от нагрузок (например, в местах сопряжения надземных участков трубопроводов с подземными участками), компенсаторов.

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Рисунок 10 - Классификация способов инженерной защиты трубопровода и поддержания грунтов в мерзлом состоянии.

Рекомендации по использованию способов инженерной защиты в зависимости от способа прокладки трубопровода и категории многолетнемерзлого грунта опубликованы в [18, 19] (таблица 5).

Категория ММГ	Способы защиты	
	<i>Подземная прокладка</i>	<i>Наземная, подземная прокладка</i>
I категория	Не требуется	Не требуется
II категория	– Охлаждение транспортируемого продукта; – балластировка трубопровода	Не требуется
III категория	Замена грунта основания	Замена грунта основания
IV категория	Строительство трубопровода запрещено	Принятие мер по предотвращению разрушения трубопровода

Таблица 5 - Способы защиты трубопровода в зависимости от категории многолетнемерзлого грунта и конструктивной схемы трубопровода.

Необходимо отметить, что применением только средств инженерной защиты не всегда удается сохранить грунт в мерзлом состоянии. Согласно [9] для сохранения многолетнемерзлого грунта при необходимости могут применяться сезоннодействующие охлаждающие устройства.

На протяжении последних 30 лет в России для защиты трубопроводов успешно разрабатываются и широко применяются технологии и технические средства принудительного охлаждения (замораживания), температурной стабилизации, управления температурным режимом мерзлых грунтов оснований<sup>1</sup> [13, 15]. Термостабилизация используется при недостаточности или нецелесообразности применения только инженерных средств и способов защиты. Решение о термостабилизации мерзлых грунтов, утверждение конкретной схемы термостабилизации, обоснование применения и определение количества и технических характеристик сезоннодействующих охлаждающих устройств осуществляется на основе прогнозных теплотехнических расчетов с учетом конструктивных особенностей трубопровода и технико-экономической целесообразности [9]. Экономический

эффект от применения дорогостоящих сезоннодействующих охлаждающих устройств может многократно превосходить их себестоимость. Инженерные средства защиты не дают подобного эффекта.

Назначением систем термостабилизации грунтов оснований, применяемых в трубопроводном транспорте, является поддержание требуемого температурного режима грунтов оснований и минимизация негативного теплового воздействия сооружений трубопроводной системы с целью обеспечения ее эксплуатационной надежности. Основными целями применения термостабилизации грунтов оснований являются замедление процессов формирования ореола оттаивания под трубопроводом, защита линейной части трубопровода и свайных опор от сил морозного пучения, уменьшение отрицательного влияния изменчивости климатических факторов.

Сущность метода заключается в использовании сезоннодействующих технических средств охлаждения грунта – термостабилизаторов, работающих за счет разности температур атмосферы и грунтов, расположенных на разных глубинах, и осуществляющих теплообмен между ними [15] (рисунок 11).

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

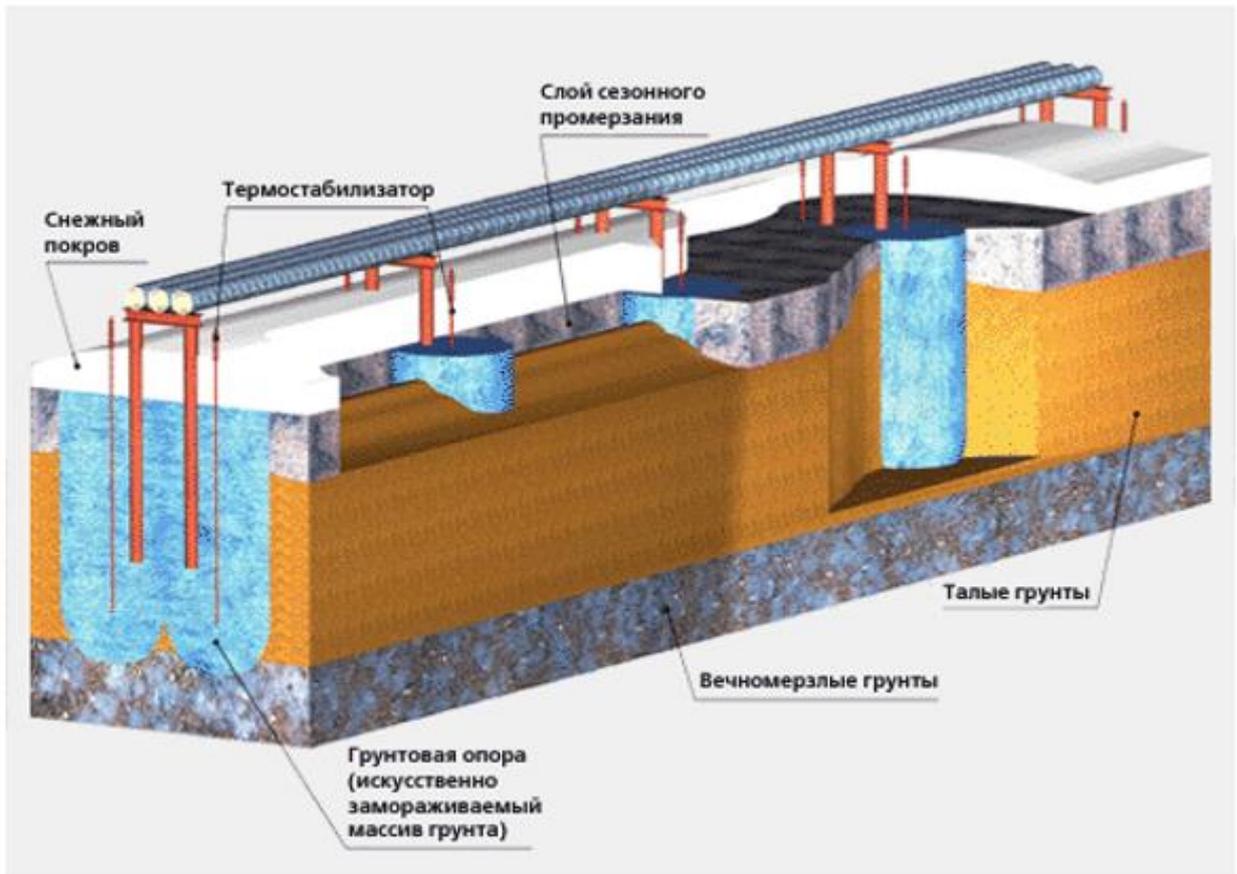


Рисунок 11 - Усиление опор газопроводов надземной прокладки в районе распространения вечномёрзлых грунтов путем искусственного замораживания грунтов в основании.

В научной литературе [15,21] приводится классификация сезоннодействующих охлаждающих устройств (рисунок 12).

- по типу хладагента;
- по принципу работы;
- по материалу изготовления корпуса;
- по ориентации в пространстве;
- по конструктивным особенностям.

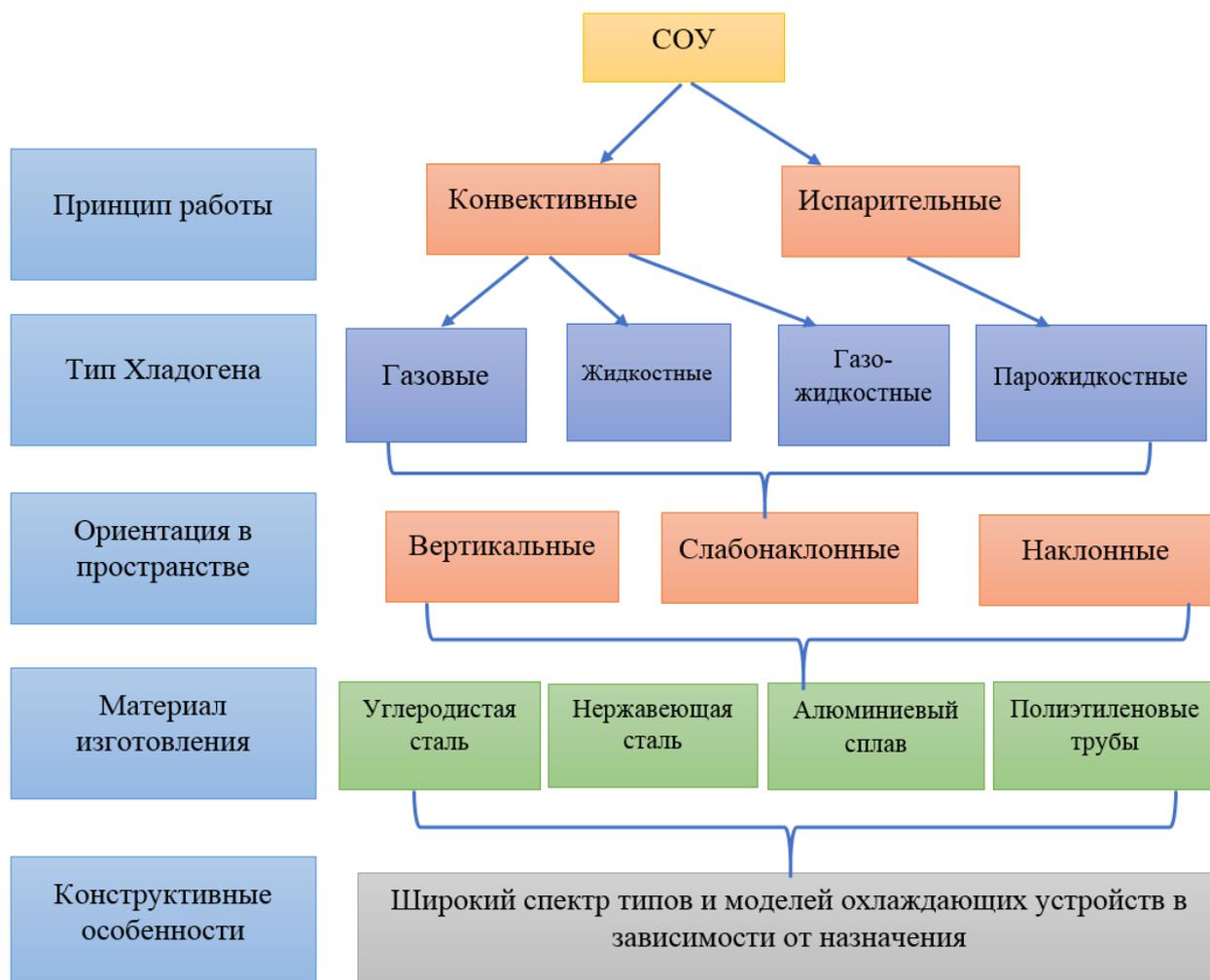


Рисунок 12- Классификация сезоннодействующих охлаждающих устройств.

Рабочим хладагентом в газовых охлаждающих устройствах является атмосферный воздух. Направленная циркуляция осуществляется благодаря коаксильной конструкции канала: под действием вентиляторов или в результате свободной конвекции холодный атмосферный воздух опускается вниз по внутренней трубе и вытесняет нагретые за счет теплообмена с грунтом более легкие слои воздуха из кольцевого пространства [15, 21].

Хладагентом в жидкостных охлаждающих устройствах является жидкость, незамерзающая при отрицательных температурах воздуха и циркулирующая за счет разности ее плотностей в холодной и теплой зонах. Данные охлаждающие устройства заполняются жидким теплоносителем

практически полностью. За счет теплопроводности жидкости и свободной конвекции в них осуществляется теплопередача.

Рабочим хладагентом в газожидкостных охлаждающих устройствах является газожидкостная смесь, которая в рабочем интервале температур изменяет растворимость газа в жидкости при изменении температуры окружающей среды. В данном случае происходит выделение газа из жидкости в грунтовом теплообменнике, за счет образовавшихся при этом пузырьков создается газлифт (подъем жидкости, происходящий за счет энергии газа). Обратный процесс происходит в воздушном теплообменнике – газ поглощается и движется вниз за счет увеличения плотности раствора [9,10].

Хладагент в парожидкостных охлаждающих устройствах находится в двухфазном состоянии, его конфекция сопровождается в нижней грунтовой части процессами испарения и в верхней воздушной части - процессами конденсации. Данные охлаждающие устройства обладают быстрым темпом вымораживания, высокой теплопередающей способностью, высокой эффективностью охлаждения, изотермичностью по длине охлаждающих устройств, удобными транспортировкой и монтажом и др. Глубина промораживания таких охлаждающих устройств может достигать более 10 м, для заполнения таких охлаждающих устройств расходуется незначительное количество хладагента, такие охлаждающие устройства не требуют большого диаметра труб. Также они могут быть выполнены в полной заводской готовности [15,21].

Примеры применения сезоннодействующих охлаждающих устройств для предотвращения процессов оттаивания грунта по трассе магистрального нефтепровода «Ванкор-Пурпе» показаны на рисунке 13.

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



*Нефтепровод «Ванкор–Пурпе»,  
участок надземной прокладки*



*Нефтепровод «Ванкор–Пурпе»,  
участок подземной прокладки*

Рисунок 13 - Участки магистральных нефтепроводов: прокладка с применением термостабилизаторов.

Важными особенностями термостабилизаторов можно считать то, что являются сезонно- и естественно-действующими устройствами, так как не работают в теплое время года и не нуждаются во внешних источниках энергии. Зимний период (октябрь–апрель) функционирования термостабилизирующих устройств называется активным, а летний (май–сентябрь) – пассивным (термодинамическое запираение).

Альтернативные способы защиты.

Достичь требуемого температурного режима грунта основания трубопровода в отдельных случаях можно и без использования дорогостоящих термостабилизаторов грунта. Существуют альтернативные способы регулирования температурного режима грунтов оснований. К ним относят [20]:

- обустройство вентиляционных каналов и труб (как вариант, в комбинации теплоизоляционным экраном);
- экранирование трассы трубопровода пленками;
- применение солнцезащитных навесов;

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

- увеличение альbedo поверхности земли (окраска грунта, засыпка гравием белого цвета);

- расчистка снега с поверхности.

Самым эффективным мероприятием по сохранению грунта в мерзлом состоянии считается совместное применение солнцезащитного навеса и расчистки снега с поверхности [20].

					Анализ существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3. Расчеты

#### 3.1. Исследование температурного режима подземных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера

Условия эксплуатации подземных газопроводов в условиях Крайнего Севера непосредственно связаны с их температурным режимом. Анализируя множественные исследования, опираясь на отечественный и зарубежный опыт эксплуатации, можно сделать вывод, что целесообразно применять преимущественно подземную прокладку с регулируемым охлаждением газа до уровней, которые определяются типом грунтов и распространением их по трассе газопровода.

Взаимодействие транспортируемого газа, трубы и грунта оценивается и учитывается понятием «тепловой или температурный режим» газопровода. Данное понятие очень важно для газопроводов, так как от него зависит их пропускная способность. Если брать в расчет то, что большая часть газопроводов Крайнего Севера проложена в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, температурное взаимодействие с грунтами влияет на их состояние, а соответственно, и на надежность и механическую устойчивость линейной части газопровода.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Исследование температурного режима подземных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера			
Разраб.		Тетерин Р.С.			Расчеты	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.					52	123
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

По мнению многих специалистов, для территорий Крайнего Севера, которые обладают низкой несущей способностью, режим транспорта газа с термостабилизацией (охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта) – один из наиболее распространенных способов обеспечения проектного положения газопровода.

Охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта, возможно, если на компрессорных станциях имеются специальные холодильные установки. Создание таких установок требует эксплуатационных затрат и дополнительных капиталовложений. Но увеличение надежности и долговечности газопровода и указанный температурный режим, позволяющий пропускать больше газа, дадут экономический эффект, который превышает все остальные затраты.

### **3.2. Принцип действия аппарата воздушного охлаждения газа**

Аппарат воздушного охлаждения предназначен для охлаждения или конденсации технологических потоков газа и конденсата. Эксплуатируется на открытых технологических площадках в районах с умеренным или холодным климатом. Температура технологического потока от  $-40$  до  $300$  °С, давление до  $7,5$  Мпа. Теплообменные трубы выполняются длиной от  $1,5$  до  $8$  м с оребрением в виде накатанной моно- или биметаллической ленты и komponуются в секции. Коэффициент оребрения (отношение полной поверхности оребренной трубы к наружной поверхности трубы по диаметру основания ребер)  $9$  или  $14,6$ . Мощность установленных электродвигателей составляет  $3-100$  кВт, что обеспечивает скорости воздушного потока  $5-15$  м/с в узких сечениях секций. Количество ходов по трубному пространству от  $1$  до  $8$ .

Природный газ последовательно охлаждается в аппарате воздушного охлаждения, в рекуперативном теплообменнике, а затем в энергоразделительном устройстве, выполненном в виде кожухотрубного

					Расчеты	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

теплообменника, имеющего газоходы выхода холодного и нагретого газа, сверхзвуковые каналы с профилированными соплами и диффузорами, где газовый поток делится на два потока, один из которых проходит через сверхзвуковые каналы, разгоняется до числа Маха  $M = 2-5$  и после этого с помощью дожимного компрессора поступает на компрессорную станцию, а другой - охлажденный поток из межтрубного пространства энергоразделительного аппарата поступает в газопровод. При этом отношение полной температуры на входе в сверхзвуковые каналы к полной температуре на выходе из сверхзвуковых каналов находится в интервале 0,85-1,2. Использование аппарата воздушного охлаждения позволяет снизить температуру в выходном коллекторе по сравнению с другими методами охлаждения.

На рисунке 14 представлена принципиальная схема охлаждения газа после компрессорной станции.

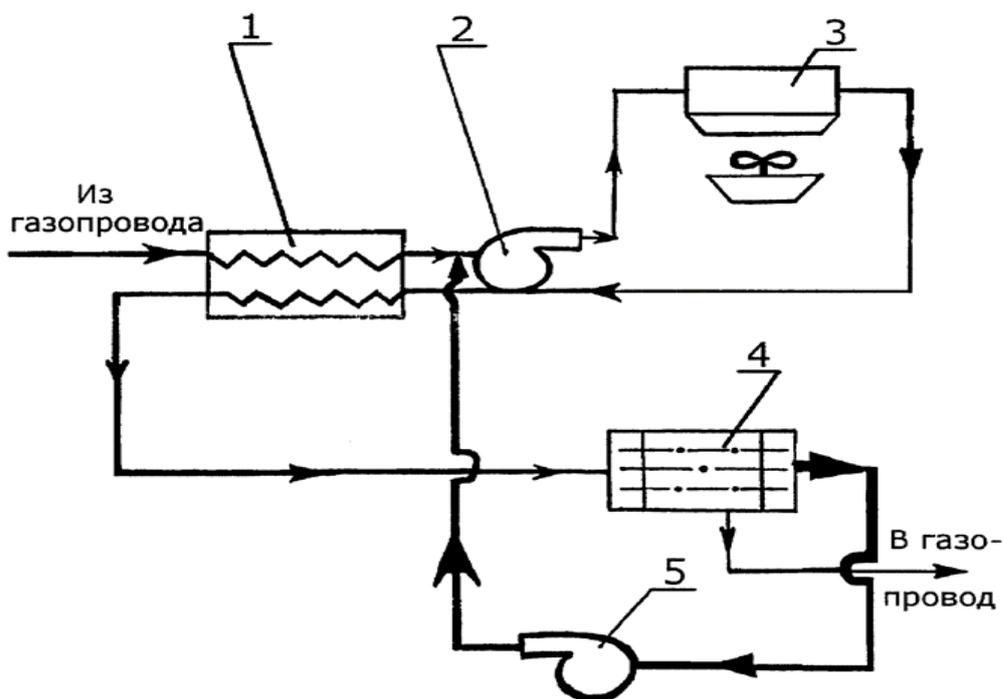


Рисунок 14 - Принципиальная схема охлаждения газа после компрессорной станции, где: 1. рекуперативный теплообменник прямого тока; 2. нагнетатель; 3. аппарат воздушного охлаждения; 4. энергоразделительное устройство; 5. дожимной компрессор.

Аппарат воздушного охлаждения имеет непосредственное отношение к транспортировке и использованию природного газа, в частности к последней стадии охлаждения газа после компрессорной станции при работе в условиях Крайнего Севера при прохождении газопровода в зоне многолетнемерзлых пород. На рисунке 15 представлен состав аппарата воздушного охлаждения.

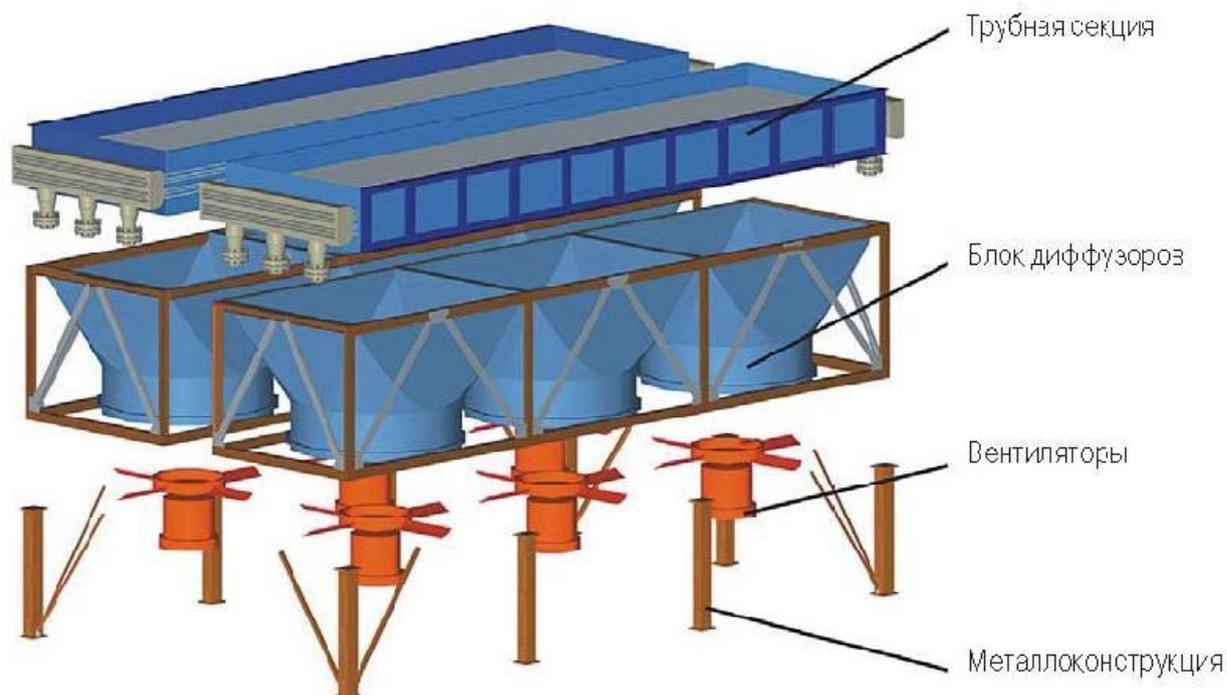


Рисунок 15 - Состав АВО

Принцип работы аппарата воздушного охлаждения был рассмотрен на примере участка газопровода с компрессорной станцией в северном районе - городе Надым. Компрессорная станция имеет производительность газа  $4 \times 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ , диаметр трубы в линейной части газопровода  $D_n \times \delta = 1420 \times 17 \text{ мм}$ . Средняя температура воздуха в июле (самом теплом месяце)  $287.9 \text{ К}$ , давление и температура природного газа во входном коллекторе  $P = 5,22 \text{ МПа}$ ;  $T = 283,5 \text{ К}$ , давление и температура в выходном коллекторе КС  $P = 7,46 \text{ МПа}$ ,  $T = 314,7 \text{ К}$ .

					Расчеты	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

После компрессорной станции газ поступает в аппарат воздушного охлаждения, где его температура снижается до 302,9К, затем в рекуперативный теплообменник прямого тока, где его температура снижается до 292К.

После этого газ поступает в энергоразделяющее устройство, где происходит его разделение на дозвуковой и сверхзвуковой потоки. В сверхзвуковых каналах газ разгоняется до числа Маха  $M=4,0$  и имеет температуру торможения на выходе из диффузоров за счет нагрева от дозвукового газового потока и охлаждения за счет эффекта Джоуля-Томсона 276К ( $T_1/T_0=0,945$ , где  $T_0$  и  $T_1$  соответственно начальная и конечная температуры (входная и выходная)).

Затем поток, вышедший из диффузоров сверхзвуковых каналов, с помощью дожимного компрессора подается на вход компрессорной станции.

Газ на выходе из дозвукового канала (межтрубного пространства) энергоразделяющего устройства имеет температуру 283К и затем подается в газопровод.

В результате мы получаем на выходе компрессорной станции температуру газа, при которой предотвращается опасность растепления многолетнемерзлых пород.

### **3.3. Расчет температуры газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения для определенного участка газопровода с известными характеристиками газа на входе в аппарат воздушного охлаждения и температурой грунта**

Целью расчета является определение температуры охлаждения газа  $T_{охл}$  при известных технических характеристиках аппарата воздушного охлаждения и заданных температурах газа и воздуха на входе в аппарат воздушного охлаждения  $T_{вх}$  и  $T_{в}$  и давлении газа и воздуха на входе  $P_{вх}$  и  $P_{бар}$ .

					Расчеты	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расчет был проведен для участка газопровода «Мастах – Берге – Якутск» с избыточным давлением газа на входе в аппарат воздушного охлаждения 0,1013 МПа, температурой газа на входе в аппарат воздушного охлаждения 293К, температурой атмосферного воздуха 223К, барометрическим давлением воздуха 0,1 МПа, температурой грунта вокруг газопровода от -7 до - 12°С.

Расчет проводился для двух аппаратов воздушного охлаждения газа типа АВГ-160 и 2АВГ-75 с известными общими техническими условиями по ГОСТ 15150 и ГОСТ Р 51364-99 соответственно.

Исходными данными для расчёта являлись:

- 1.Объёмный расход газа через один аппарат воздушного охлаждения  $Q = 35 \div 42 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- 2.Плотность газа при этих же условиях  $\rho_r = 0,767 \text{ кг}/\text{м}^3$ ;
- 3.Избыточное давление газа на входе в аппарат воздушного охлаждения  $P_{\text{вх}} = 0,1013 \text{ МПа}$ ;
- 4.Температура газа на входе в аппарат воздушного охлаждения  $T_{\text{вх}} = 293 \text{ К}$ ;
- 5.Удельная теплоёмкость газа  $C_p = 2739 \text{ Дж}/\text{кг} \cdot \text{К}$ ;
- 6.Индекс сжимаемости газа  $Z = 0,91$ ;
- 7.Динамическая вязкость газа  $\mu_r = 13 \cdot 10^{-6} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;
- 8.Теплопроводность газа  $\lambda_r = 0,044 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$ ;
- 9.Относительная плотность газа по воздуху  $\Delta = 0,59457$ ;
- 10.Температура атмосферного воздуха  $T_{\text{в}} = 223$ ;
- 11.Барометрическое давление воздуха  $P_{\text{бар}} = 0,1 \text{ МПа}$ ;
- 12.Удельная теплоёмкость воздуха  $C_{\text{рв}} = 1009 \text{ Дж}/\text{кг} \cdot \text{К}$ ;
- 13.Динамическая вязкость воздуха  $\mu_{\text{в}} = 1,8 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$ ;
- 14.Теплопроводность воздуха  $\lambda_{\text{в}} = 0,026 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}$ ;
- 15.Число вентиляторов одного аппарата воздушного охлаждения  $n_{\text{вент}} = 1 (\text{АВГ-160}), n_{\text{вент}} = 2 (2\text{АВГ-75})$ ;
- 16.Производительность по воздуху одного вентилятора  $G_{\text{в}} = 66 \div 70 \text{ кг}/\text{с}$  (АВГ-160, 2АВГ-75);

					Расчеты	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17. КПД вентилятора  $\eta_v=0,7$ (АВГ-160, 2АВГ-75);
18. Номинальная мощность электродвигателя вентилятора  $N_n=8$  кВт (АВГ-160, 2АВГ-75);
19. Число секций одного АВО  $n_c=4$ (АВГ-160),  $n_c=3$ (2АВГ-75);
20. Число труб в каждой секции  $n_{трс}=195$ (АВГ-160),  $n_{трс}=168$ (2АВГ-75);
21. Число труб в одном ряду секции  $n_{тр}=33$ (АВГ-160),  $n_{тр}=28$ (2АВГ-75);
22. Число рядов труб в секции  $R=6$ (АВГ-160),  $R=6$ (2АВГ-75);
23. Полная длина трубы, обдуваемая воздухом  $l=8$ м(АВГ-160),  $l=7$ м(2АВГ-75);
24. Расстояние вдоль трубы между крайними рёбрами по их основанию  $l_p=11,9$  м (АВГ-160, 2АВГ-75);
25. Шаг между осями 2-х соседних труб в горизонтальной плоскости  $l_l=0,064$  м (АВГ-160, 2АВГ-75);
26. Диаметр труб по основанию ребер  $d_n=0,028$ м (АВГ-160),  $d_n=0,025$ м (2АВГ-75);
27. Диаметр труб по высоте ребер  $D_n=0,057$  м (АВГ-160, 2АВГ-75);
28. Внутренний диаметр труб  $d_{вн}=0,02$ м (АВГ-160, 2АВГ-75);
29. Высота ребер  $h=0,016$  м (АВГ-160, 2АВГ-75);
30. Шаг между ребрами  $l_{мр}=0,0025$ м (АВГ-160, 2АВГ-75);
31. Площадь поперечного сечения ребра  $S_p=6,4 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup> (АВГ-160, 2АВГ-75);
32. Толщина ребра у основания  $\delta_{осн}=0,0004$  м, на высоте  $h$   $\delta_h=0,0004$  м (АВГ-160, 2АВГ-75);
33. Теплопроводность материала ребра  $\lambda_p=159,1$  Вт/м·К (АВГ-160, 2АВГ-75);
34. Тепловые сопротивления загрязнений труб  $r_{звн}=0,00017$  м<sup>2</sup>·К/Вт внутреннего,  $r_{зн}=0,000013$  м<sup>2</sup>·К/Вт наружного (АВГ-160, 2АВГ-75).

При расчёте температуры газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения последовательно определяются следующие параметры:

					Расчеты	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Площадь полного горизонтального сечения по осям труб одного ряда труб секции аппарата воздушного охлаждения:

$$S_{\Gamma} = l \cdot [l_1 \cdot (n_{TP} - 1) + D_H]$$

$$S_{\Gamma} = 8 \cdot [0.064 \cdot (33 - 1) + 0.0057] = 16.84 \text{ м}^2$$

1. Площадь узкого сечения одного ряда труб секции аппарата воздушного охлаждения:

$$S_{\gamma} = S_{\Gamma} - l \cdot d_H \cdot n_{TP} - 2 \cdot S_P \cdot n_{TP} \cdot n_P,$$

$$S_{\gamma} = 16.84 - 8 \cdot 0.028 \cdot 33 - 2 \cdot 6.4 \cdot 10^{-6} \cdot 33 \cdot 4.761 \cdot 10^3 = 7.437 \text{ м}^2$$

$$\text{где } n_P = \frac{l_P}{l_{MP}} + 1$$

$$n_P = \frac{11.9}{0.0025} + 1 = 4.761 \cdot 10^3$$

2. Площадь боковой поверхности ребер:

$$S_{БР} = 2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - d_H^2) \cdot n_P.$$

$$S_{БР} = 2 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,057^2 - 0,028^2) \cdot 4,761 \cdot 10^3 = 18,435 \text{ м}^2$$

3. Площадь поверхности торцов ребер:

$$S_{ТР} = \pi \cdot D_H \cdot \delta_h \cdot n_P.$$

$$S_{ТР} = 3,14 \cdot 0,057 \cdot 0,004 \cdot 4,761 \cdot 10^3 = 0,341 \text{ м}^2$$

4. Полная площадь поверхности ребер:

$$S_{ПР} = S_{БР} + S_{ТР}.$$

$$S_{ПР} = 18,435 + 0,341 \text{ м}^2.$$

5. Площадь промежутков между ребер:

					Расчеты	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S_{ПРОМ.} = (l_{МП.} - \delta_{ОСН.}) \cdot \frac{l_P.}{l_{МП.}} \cdot \pi \cdot d_H.$$

$$S_{ПРОМ} = (0,0025 - 0,0004) * 11,9 / 0,0025 * 3,14 * 0,028 = 0,879 м^2.$$

6. Площадь оребренной поверхности трубы:

$$S = S_{ПП} + S_{ПРОМ.}$$

$$S = 18,776 + 0,879 = 19,655 м^2.$$

7. Площадь наружной поверхности трубы у основания ребер:

$$S_H = \pi \cdot d_H \cdot l.$$

$$S_H = 3,14 * 0,028 * 8 = 0,704 м^2.$$

8. Площадь внутренней поверхности трубы:

$$S_B = \pi \cdot d_{BH} \cdot l.$$

$$S_B = 3,14 * 0,02 * 8 = 0,503 м^2.$$

9. Поверхность охлаждения одной секции АВО:

$$S_T = [S + \pi \cdot d_H \cdot (l - l_P)] \cdot n_{ТРС}.$$

$$S_T = [19,655 + 3,14 * 0,028 * (8 - 11,9)] * 195 = 3,766 * 10^3 м^2.$$

10. В первом приближении задаётся температура охлаждения газа в аппарате воздушного охлаждения на 10÷15 К выше расчётной температуры воздуха на входе:

$$T_{ОХЛ} = T_B + (10 \div 15).$$

$$T_{охл} = 223 + 10 = 233 К.$$

11. Средняя температура газа в аппарате воздушного охлаждения:

$$T_{СРГ} = \frac{T_{ВХ} + T_{ОХЛ.}}{2}.$$

$$T_{СРГ} = 223 + 233 / 2 = 263 К.$$

					Расчеты	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12. Скорость газа в трубах:

$$W_{\Gamma} = Q_{\Gamma} / \left( \frac{\pi}{4} d_{BH}^2 \cdot n_C \cdot n_{TPC} \right),$$

$$W_{\Gamma} = 7,675 * 10^4 / \left( \frac{3,14}{4} * 0,02 * 4 * 195 \right) = 3,132 * 10^5 \text{ м / с}$$

$$\text{где } Q_{\Gamma} = Q \cdot \frac{z T_{BX} R_{BO3} \rho_{BO3}}{P_{BX}}.$$

$$Q_{\Gamma} = 35 \cdot \frac{0,91 * 293 * 8,314 * 0,1}{0,1013} = 7,675 * 10^4 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

13. Средняя плотность газа:

$$\rho_{CP_{\Gamma}} = \frac{\Delta \cdot P_{BX}}{(Z \cdot T_{CP_{\Gamma}} \cdot R_{BO3})}$$

$$\rho_{CP_{\Gamma}} = \frac{0,594557 * 0,1013}{(0,91 * 263 * 8,314)} = 3,027 * 10^{-5} \text{ кг / м}^3$$

14. Число Рейнольдса для газа:

$$Re_{\Gamma} = \frac{\rho_{CP_{\Gamma}} \cdot d_{BH} \cdot W_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma}}.$$

$$Re_{\Gamma} = \frac{3,027 * 10^{-5} * 0,02 * 3,132}{13 * 10^{-6}} = 1,459 * 10^4$$

15. Критерий Прандтля для газа:

$$Pr_{\Gamma} = \frac{c_{P_{\Gamma}} \cdot \mu_{\Gamma}}{\lambda_{\Gamma}}.$$

$$Pr_{\Gamma} = \frac{2739 * 13 * 10^{-6}}{0,044} = 0,809$$

					Расчеты	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

16. Коэффициент теплоотдачи со стороны газа:

$$\alpha_{BH} = 0,023 \cdot \text{Re}_G^{0,8} \cdot \text{Pr}_G^{0,4} \cdot \frac{\lambda_G}{d_{BH}}$$

$$\alpha_{BH} = 0,023 * (1,459 * 10^4)^{0,8} * 0,809^{0,4} * 0,44 / 0,02 = 996,722$$

17. Количество тепла, передаваемого в аппарат воздушного охлаждения:

$$Q_T = \rho_G \cdot Q \cdot c_{P_G} (T_{BX} - T_{OXL})$$

$$Q_T = 0.1 * 35 * 2739 * (293 - 233) = 5.752 * 10^5 \text{ Дж}$$

18. Средняя температура воздуха на выходе из аппарата воздушного охлаждения:

$$T_{BB} = T_B + \frac{Q_T}{G_B \cdot c_{P_B} \cdot n_B}$$

$$T_{BB} = 223 + \frac{5.752 * 10^5}{66 * 1009 * 1} = 231.637 \text{ K.}$$

19. Средняя температура воздуха в секциях аппарата воздушного охлаждения:

$$T_{CP_B} = 0,5(T_B + T_{BB})$$

$$T_{CP_B} = 0,5(223 + 231,637) = 227,319 \text{ K.}$$

20. Выбирается статическое давление вентилятора  $P_{CT} = 50 \div 150$  Па.

21. Средняя плотность воздуха в секциях аппарата воздушного охлаждения при нижнем расположении вентиляторов при верхнем расположении вентилятора:

$$\rho_{CP_B} = \frac{(P_{БАР} + 0,5P_{CT})}{R_{ВОЗ} \cdot T_{CP_B}}, \quad \rho_{CP_B} = \frac{(0,1 + 0,5 * 50)}{8,314 * 227,319} = 0,013 \text{ кг / м}^3.$$

					Расчеты	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

22. Средняя скорость воздуха в узком сечении аппарата воздушного охлаждения:

$$W_B = \frac{G_B \cdot n_B}{\rho_{CP_B} \cdot S_y \cdot n_C}$$

$$W_B = \frac{66 \cdot 1}{0,013 \cdot 7,437 \cdot 4} = 170,644 \text{ м/с.}$$

23. Коэффициент оребрения:

$$K_{OP} = \frac{S}{S_H} \quad K_{OP} = \frac{19,655}{0,704} = 27,919.$$

24. Условный определяющий размер:

$$l_y = l_p \cdot (D_H^2 - d_H^2) \cdot \left[ \frac{1 + \sqrt{\frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - d_H^2)}}{d_H} \right] \cdot \frac{1}{2l \cdot R \cdot K_{OP} \cdot l_{MP}}$$

$$l_y = 11,9 \cdot (0,057^2 - 0,028^2) \cdot \left[ \frac{1 + \sqrt{3,14/4 \cdot (0,057^2 - 0,028^2)}}{0,028} \right] \cdot \frac{1}{2 \cdot 8 \cdot 6 \cdot 27,919 \cdot 0,0025} = 0,068.$$

25. Число Рейнольдса по условному определяющему размеру:

$$Re = \frac{\rho_{CP_B} \cdot W_B \cdot l_y}{\mu_B}$$

$$Re = \frac{0,013 \cdot 170,664 \cdot 0,068}{1,8 \cdot 10^{-5}} = 8,381 \cdot 10^3.$$

26. Эквивалентный диаметр сжатого поперечного сечения пучка труб:

$$d_{\text{э}} = \frac{2 \cdot [l_{MP} \cdot (l_1 - d_H) - h \cdot (\delta_{OCH} + \delta_h)]}{2h + l_{MP}}$$

$$d_{\text{э}} = \frac{2 \cdot [0,0025 \cdot (0,064 - 0,028) - 0,016 \cdot (0,0004 + 0,0004)]}{2 \cdot 0,016 + 0,0025} = 1,93 \text{ м.}$$

					Расчеты	Лист
						63
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

27. Коэффициент формы шахматного пучка труб:

$$C_S = 5,4 \left( \frac{l_y}{d_{\text{э}}} \right)^{0,3}$$

$$C_S = 5,4 * \left( \frac{0,068}{1,93} \right)^{0,3} = 1,979.$$

28. Коэффициент гидравлического сопротивления пучка труб с шахматным расположением оребренных труб:

$$\xi = R \cdot c_S \cdot c_R \cdot \text{Re}^{-0,25} + \frac{2(T_{BB} - T_B)}{T_{CPB}},$$

$$\xi = 6 * 1,979 * 1 * (8,321 * 10^3)^{-0,25} + \frac{2(231,637 - 223)}{227,319} = 1,317,$$

29. Статистическое давление вентилятора:

$$P_{CT} = 0,5 \xi \cdot \rho_{CPB} \cdot W_B^2$$

$$P_{CT} = 0,5 * 1,317 * 0,013 * 170,664^2 = 249,335 \text{ Па}.$$

30. Критерий Прандтля для воздуха:

$$\text{Pr}_B = \frac{c_{P\theta} \cdot \mu_B}{\lambda_B}.$$

$$\text{Pr}_B = \frac{1009 * 1,8 * 10^{-5}}{0,026} = 0,699.$$

31. Число Рейнольдса для воздуха:

$$\text{Re}_B = \frac{\rho_{CPB} \cdot W_B \cdot d_H}{\mu_B}.$$

$$\text{Re}_B = \frac{0,013 * 170,664 * 0,028}{1,8 * 10^{-5}} = 3,451 * 10^3.$$

					Расчеты	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

32. Поправочный коэффициент для числа продольных рядов шахматных пучков труб с круглыми ребрами:

$$K_R = 0,8937 \cdot R^{0,0457}$$

$$K_R = 0,8937 * 6^{0,0457} = 0,97.$$

33. Критерий Нуссельта:

$$Nu_B = 0,23 \cdot K_R \cdot K_{OP}^{0,2} \cdot Re_B^{0,65} \cdot \left(\frac{d_H}{l_{MP}}\right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{h}{l_{MP}}\right)^{-0,14}.$$

$$Nu_B = 0,23 * 0,97 * 27,919^{0,2} * (3,451 * 10^3)^{0,65} * \left(\frac{0,028}{0,0025}\right)^{-0,54} * \left(\frac{0,016}{0,0025}\right)^{-0,14} = 18,109.$$

34. Конвективный коэффициент теплоотдачи со стороны воздуха:

$$\alpha_K = \frac{Nu_B \cdot \lambda_B}{d_H}$$

$$\alpha_K = \frac{18,109 * 0,026}{0,028} = 16,816 \text{ вт} / \text{м}^2 * \text{К}.$$

35. Безразмерная высота ребер:

$$B_1 = \left(h + \frac{\delta_h + \delta_{OCH}}{2}\right) \cdot \sqrt{\frac{4\alpha_K}{\lambda_P(\delta_h + \delta_{OCH})}},$$

$$B_2 = h \sqrt{\frac{4\alpha_K}{\lambda_P(\delta_h + \delta_{OCH})}}$$

$$B_1 = \left(0,016 + \frac{0,0004 + 0,0004}{2}\right) * \sqrt{\frac{4 * 16,816}{159,1 * (0,0004 + 0,0004)}} = 0,377$$

$$B_2 = 0,016 * \sqrt{\frac{4 * 16,816}{159,1 * (0,0004 + 0,0004)}} = 0,368.$$

					Расчеты	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

36. Безразмерные значения:

$$c = \frac{D_H}{d_H} \quad c = \frac{0,057}{0,028} = 2,036.$$

37. Коэффициент эффективности круглых поперечных ребер прямоугольного сечения:

$$E = 1,0965 - 0,2888 \cdot B_1 + 0,7131 \cdot 10^{-2} \cdot c - 0,1216 \cdot B_1 \cdot c + 0,01277 \cdot B_1^2 - 0,1521 \cdot 10^{-2} \cdot c^2 + 0,03417 \cdot c \cdot B_1^2 + 0,01173 \cdot B_1 \cdot c^2 - 0,3291 \cdot 10^{-2} \cdot (c \cdot B_1)^2.$$

$$E = 1,0965 - 0,2888 * 0,377 + 0,7131 * 10^{-2} * 2,036 - 0,1216 * 0,377 * 2,036 + 0,01277 * 0,377^2 - 0,1521 * 10^{-2} * 2,036^2 + 0,03417 * 2,036 * 0,377^2 + 0,01173 * 0,377 * 2,036^2 - 0,3291 * 10^{-2} * (2,036 * 0,377)^2 = 0,934.$$

38. Поправочный коэффициент, учитываемый неравномерность распределения коэффициента теплоотдачи по поверхности ребра:

$$\psi = 0,97 - 0,056 \cdot B_2$$

$$\psi = 0,97 - 0,056 * 0,368 = 0,949.$$

39. Приведенный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{\text{пр}} = \alpha_K \left[ 1 + \frac{S_{\text{пр}}(E \cdot \tau \cdot \psi - 1)}{S} \right],$$

$$\alpha_{\text{пр}} = 16,816 * \left[ 1 + \frac{18,766(0,934 * 1 * 0,949)}{19,655} \right] = 14,992 \text{ вт} / \text{м}^2 * \text{К}.$$

40. Отношение полной наружной поверхности трубы с ребрами к её внутренней поверхности:

$$\beta = \frac{S}{S_B}$$

$$\beta = \frac{19,655}{0,503} = 39,076.$$

					Расчеты	Лист
						66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

41. Коэффициент теплоотдачи с учётом загрязнений, отнесенный к полной поверхности оребренных труб:

$$K_{ABO} = \frac{1}{\frac{\beta}{\alpha_{BH}} + \frac{1}{\alpha_{ПП}} + \beta \cdot r_{3BH} + r_{3H}}$$

$$42. K_{ABO} = \frac{1}{\frac{39,076}{996,722} + \frac{1}{14,992} + 39,076 \cdot 0,00017 + 0,00013} = 8,875 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{К}.$$

43. Значения:

$$M = \frac{T_{BX} - T_{ОХЛ}}{T_{BB} - T_B}, \quad N = \frac{T_{BB} - T_B}{T_{BX} - T_B}$$

$$M = \frac{293 - 233}{231,637 - 223} = 6,947. \quad N = \frac{231,637 - 223}{293 - 223} = 0,123.$$

44. Поправочный коэффициент при однократном перекрестном ходе  $\varepsilon$ :

$$\varepsilon = 0,9959 - 0,3359M \cdot N - 0,0259N \cdot M^2 + 0,6235M \cdot N^2 + 3,0054(M \cdot N)^2 - 0,4337N^2 \cdot M^3 - 9,6514M^2 \cdot N^3 + 0,5624(M \cdot N)^3 + 7,0741M^2 \cdot N^4 - 0,868M \cdot N^5 - 2,7969M \cdot N^6.$$

$$\varepsilon = 0,3359 - 0,3359 \cdot 6,947 \cdot 0,123 - 0,0259 \cdot 0,0123 \cdot 6,947^2 + 0,625 \cdot 6,947 \cdot 0,123^2 + 3,0054 \cdot (6,947 \cdot 0,123)^2 - 0,4337 \cdot 0,123^2 \cdot 6,947^3 - 9,6514 \cdot 6,947^2 \cdot 0,123^3 + 0,5624 \cdot (6,947 \cdot 0,123)^3 + 7,0741 \cdot 6,947^2 \cdot 0,123^4 - 0,868 \cdot 6,947 \cdot 0,123^5 - 2,7969 \cdot 6,947 \cdot 0,123^6 = 0,177.$$

45. Средний температурный напор:

$$\theta_{CP} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}} \cdot \varepsilon,$$

$$\theta_{CP} = \frac{61,363 - 10}{\ln \frac{61,363}{10}} \cdot 0,177 = 5,011 \text{ К}.$$

где ,  $\theta_1 = T_{BX} - T_{BB}$   $\theta_2 = T_{ОХЛ} - T_B$

					Расчеты	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

46. Плотность теплового потока:

$$q_T = K_{ABO} \cdot \theta_{CP}$$

$$q_T = 8,875 * 5,011 = 44,473 \text{ вт} / \text{м}^2.$$

47. Уточняется количество тепла, передаваемого в аппарат воздушного охлаждения:

$$Q_T^1 = q_T S_T n_C$$

$$Q_T^1 = 44,473 * 3,766 * 10^3 * 4 = 6,699 * 10^5 \text{ Дж} / \text{с}.$$

48. Расчётная температура охлаждения газа:

$$T_{OХЛ}^1 = T_{BX} - \frac{Q_T^1}{Q \cdot \rho_G \cdot c_{P_G}}$$

$$T_{OХЛ}^1 = 293 - \frac{6.699 * 10^5}{35 * 0.767 * 2739} = 268,473 \text{ K}.$$

$$T_{OХЛ}^2 = 293 - \frac{1.699 * 10^5}{35 * 0.767 * 2739} = 274,689 \text{ K}.$$

					Расчеты	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### 3.4. Выводы по результатам расчета

По результатам расчета температуры охлажденного газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения для АВГ-160 и 2АВГ-75 можно сделать вывод, что применение АВГ-160 для данного участка наиболее приемлемо по причине того, что целью использования аппарата воздушного охлаждения является охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта, а температура грунта вокруг газопровода находится в пределах от  $-7$  до  $-12^{\circ}\text{C}$ , и АВГ-160 охладил транспортируемый газ с  $293\text{K}$  ( $19,85^{\circ}\text{C}$ ) до  $268\text{K}$  ( $-5,15^{\circ}\text{C}$ ), в то время, как 2АВГ-75 охладил газ всего лишь до  $274\text{K}$  ( $0,85^{\circ}\text{C}$ ) (Рисунок 16).

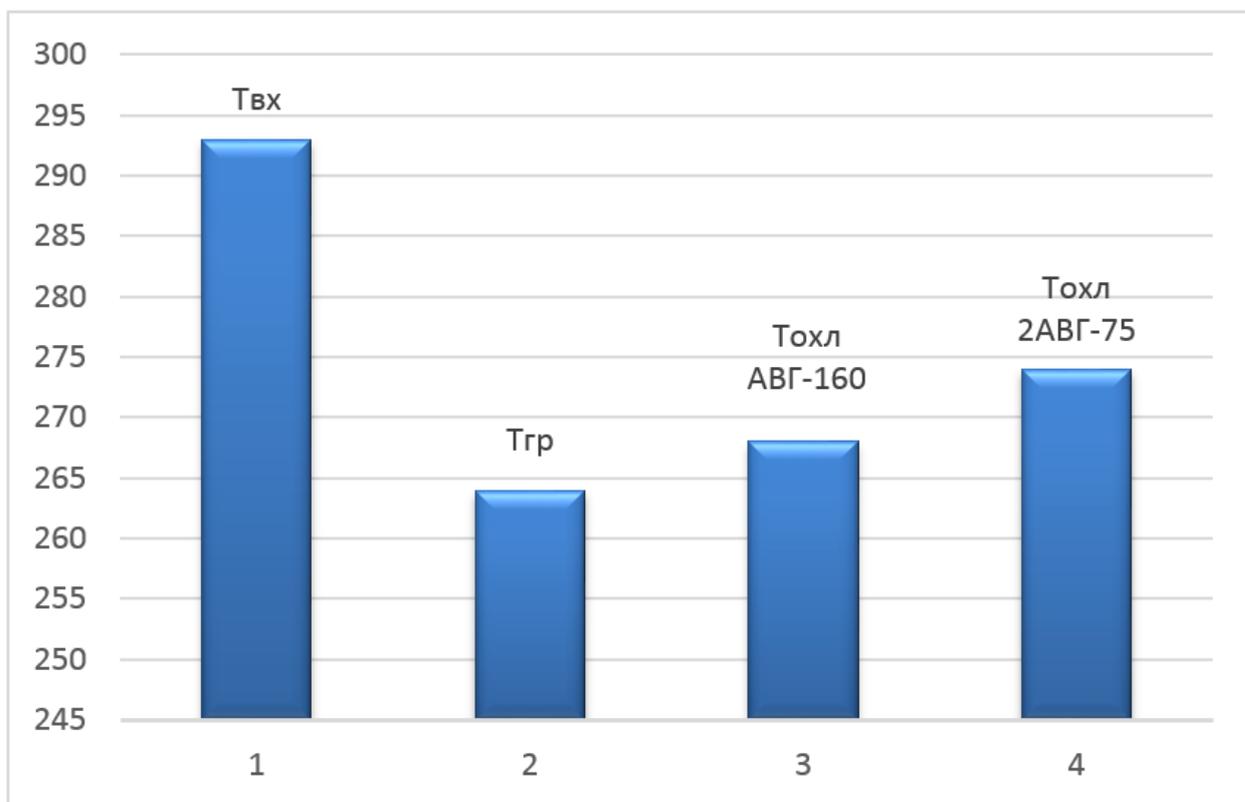


Рисунок 16 – результаты расчета температуры охлажденного газа на выходе из аппарата воздушного охлаждения

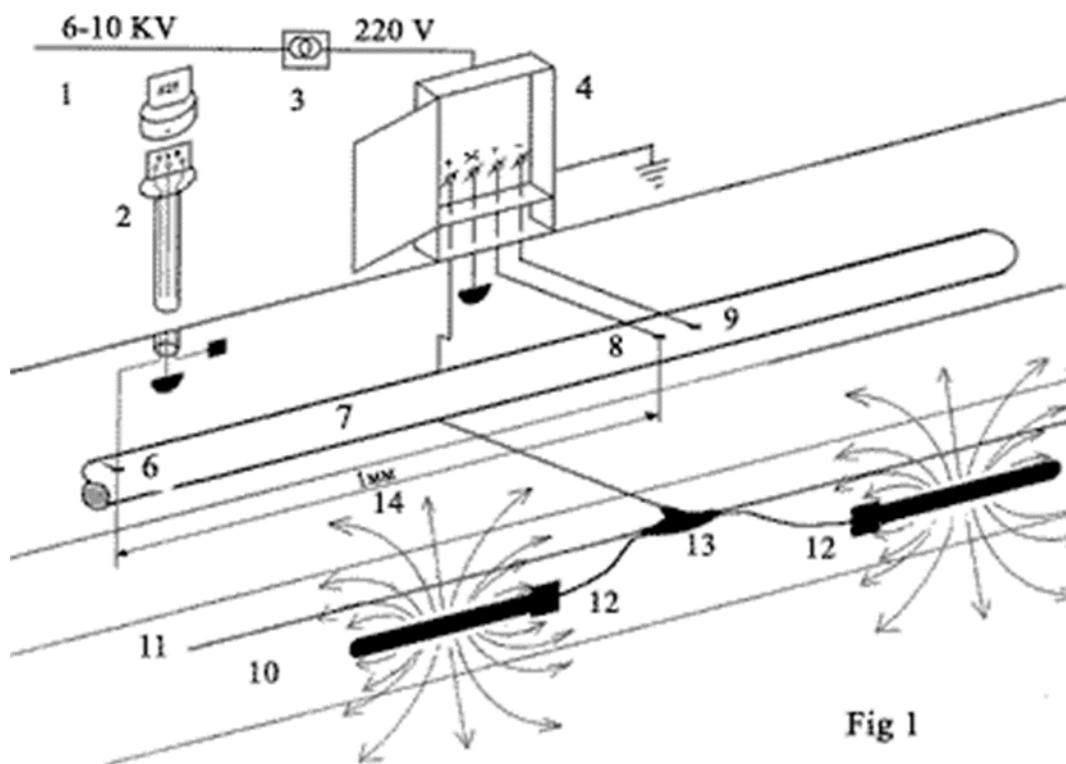
### 3.5. Электрохимическая защита подземных газопроводов Крайнего Севера и решение проблемы ее обеспечения на базе новых технологий.

Чтобы обеспечить эффективную электрохимическую защиту в течение всего срока эксплуатации магистральных газопроводов подземного исполнения в условиях Крайнего Севера, потребовался комплексный подход к разработке средств катодной защиты, обладающей высокой надежностью и резервированием электроснабжения.

Известно, что вместе с пассивной защитой катодная защита является элементом активной защиты. Электрохимзащита подземных газопроводов должна обеспечивать катодную поляризацию газопровода по всей поверхности и на всем протяжении и должна быть непрерывной во времени. Установка катодной защиты, состоящая из источника электроснабжения, преобразователя (станция катодной защиты), линий постоянного тока, анодного заземления, контрольно-измерительного пункта и неполяризующегося электрода сравнения длительного действия, обеспечивает активную катодную защиту (Рисунок 17).

					Расчеты	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рисунок 17 - Типовая схема установки катодной защиты



Состояние изоляции, работа средств катодной защиты, энергообеспечение этих средств и своевременное проведение капитального ремонта газопроводов Крайнего Севера влияют на надежность эксплуатируемых газопроводов.

Проанализировав отказы в работе эксплуатируемых средств катодной защиты, можно сделать выводы, что низкая надежность элементной базы преобразователей (пробой диодных мостов, отсутствие блоков защиты от перенапряжения, выходы из строя блоков управления) является основной причиной выхода из строя установок катодной защиты.

Число отказов достигает 12-15 % от общего числа отказов именно из-за этой причины.

Отказы коммутационной аппаратуры (высоковольтные разъединители на каждой установке катодной защиты), веерное отключение предприятий, подстанции которых обеспечивают энергоснабжение установки катодной

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					Расчеты	

защиты, обрывы проводов ЛЭП 6-10кВ в районах обледенения являют собой причину низкой надежности энергоснабжения установки катодной защиты. Число отказов доходит до 22-25 %.

Решающее влияние на эффективность выбора применения средств электрохимической защиты от коррозии оказывает суровость и многообразие природно-климатических условий Крайнего Севера.

Основными видами отказов на установках катодной защиты в условиях Крайнего Севера являются:

- обрыв катодного вывода – 2%;
- обрыв провода к анодному заземлителю – 17%;
- нарушение контакта в переключателях и разъемах – 15%;
- пробой тиристов выпрямителя, диодов – 15%;
- отключение сети 220 В – 12%;
- неисправность блока измерения и управления – 5%;
- неисправности высоковольтного разъединителя – 14%;
- пробой трансформатора – 4%;
- обрыв ЛЭП 6-10 кВ – 6% и др.

Северные климатические условия характеризуются шквальными ветрами, низкими отрицательными температурами, обледенениями, снежными заносами. Длительная полярная ночь (до 9 месяцев) сменяется коротким летом, характеризующимся сильными туманами. Туманы, полярные ночи, заболоченность и обводненность, снежные заносы и обледенение затрудняют полноценное обслуживание и ремонт линий электропередач и установок катодной защиты. Мерзлотность, пучинистость, низкая и высокая минерализация грунтов, чередование этих факторов требует прямо противоположных решений по защите от коррозии.

					Расчеты	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таким образом, имеют место специфические особенности, согласно которым нужно следовать при разработке и проектировании систем защиты магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера России:

- низкая эксплуатационная надежность наземной аппаратуры и высоковольтных линий электроснабжения (ВЛ 6-10 кВ);
- невозможность (затруднение) периодического контроля и обслуживания наземных средств защиты;
- нестабильность распределения тока на защищаемых коммуникациях во времени и по протяженности;
- невозможность (затруднение) выполнения ремонтных работ систем защиты от коррозии.

На сегодняшний день более 18 тыс. станций катодной защиты различных модификаций эксплуатируются на магистральных газопроводах. В северных районах установлено около 76 % станций катодной защиты (Тюментрансгаз, Кралтрансгаз, Надымтрансгаз и др.). 23,4 % из них представляют автоматические станции катодной защиты типа ПАСК, ТДЕ и др., а они в свою очередь не соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», но тем не менее находятся в эксплуатации.

Таковыми фирмами, как ООО «ВНИИГАЗ», «Газ де Франс» и «Симплекс» по техническому заданию ОАО «Газпром», разработана станция катодной защиты типа МИНЕРВА-3000, обладающая высокой надежностью и прошедшая трассовые испытания в северных регионах.

Станция катодной защиты МИНЕРВА-3000 обладает следующими техническими характеристиками:

- Номинальная выходная мощность, кВт 3.0;
- Напряжение питания, В при 50 Гц 220;

					Расчеты	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Номинальное выходное напряжение, В 96;
- Номинальный ток защиты, А 30;
- КПД в номинальном режиме, % не менее 89;
- Нарботка на отказ, час 30000;
- Пределы регулирования выходного напряжения, % 3-100;
- Точность поддержания защитного потенциала, % 1.0;
- Точность поддержания защитного тока, % 2.0;
- Пульсация, % 1.0;
- Режим работы Автоматический, ручной, циклический;
- Срок службы установки, лет не менее 10;
- Габаритные размеры, мм 1500x400x600;
- Масса, кг 70;
- Диапазон температурного режима работ, 0оС от –50 до +50.

К дополнительным характеристикам станции катодной защиты МИНЕРВА-3000 относятся:

- Степень защиты от воздействия окружающей среды не ниже IP34 по ГОСТ 14254-80;
- Устойчивость к помехам, Гц 50 и 100;
- Класс силовых вентилях 12;
- Время необслуживаемой работы, лет 1;
- Уровень радиопомех Евростандарт;
- Уровень шума отсутствует;
- Защита от несанкционированного доступа;

					Расчеты	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Отсутствие движущихся частей (вентиляторы, пакетные переключатели);
- Удобство и простота обслуживания.

На Российско-Французском предприятии «КАТОДЪ» освоено производство станции катодной защиты МИНЕРВА-3000.

В установках катодной защиты анодное заземление является вторым важным элементом. ООО «ВНИИГАЗ» разработал электрод-заземлитель АЗМ-3Х, который отвечает основным требованиям эксплуатации в условиях Крайнего Севера:

- электрод используется в качестве малорастворимого элемента поверхностных и глубинных анодных заземлений в установках катодной защиты;
- электрод применяется во влажных и высокоагрессивных грунтах.

Электрод-заземлитель АЗМ-3Х обладает следующими техническими характеристиками:

- скорость растворения при плотности тока до 30 А/м<sup>2</sup>, кг/А в год:
  - в грунтах 0.2;
  - в соленой воде 0.5;
  - в грунтах с применением коксоминерального наполнителя 0.1.
- Максимальный рабочий ток на у электрода, А 5;
- Сечение жилы провода, мм 26;
- Рабочая поверхность, м<sup>2</sup> 0.29;
- Масса электрода, кг 35;
- Средний ресурс, Ампер-лет 50;
- Срок службы, не менее 15;

					Расчеты	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- долговечность и надежность контактного узла, изоляция провода стойка к хлору;
- стабильность сопротивления растеканию постоянного тока в течение всего срока эксплуатации.

Анализ анодов различных конструкций и многолетние трассовые испытания показали, что надежность работы анодов зависит от следующих факторов:

- химический состав материала;
- технология изготовления (отливки);
- стойкость изоляции соединительного провода к хлору;
- конструкции контактного узла присоединения провода к телу анода;
- тип магистрального кабеля и его место расположения в траншее относительно анода (поверхностные заземления);
- конструкция соединительной муфты;
- состав компаунда.

В схему системы катодной защиты введен блок автоматического подключения станции катодной защиты на резервную линию электроснабжения типа БАВР с целью бесперебойного электроснабжения, данный блок обеспечивает бесперебойную защиту магистрального газопровода во времени, позволяя переключать автоматически станцию катодной защиты на резервный источник питания.

Блок БАВР обладает следующими техническими характеристиками:

- напряжение питающей линии, В Основной - 220 В;
- резервный - 220 В;
- ток коммутации до 40 А;

					Расчеты	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- переключение станции катодной защиты с основной на резервную автоматическое;
- температура окружающего воздуха, 0оС от +40 до -50;
- исполнение блока2 пылебрызгозащищенное;
- сигнализация режимов работы световая;
- в систему телемеханики зеленый СКЗ-0, красный СКЗ-Р;
- масса, кг, не более 20;
- габаритные размеры, мм высота – 640, ширина – 400, глубина – 300.

СКЗ-О автоматически переключается на резервную СКЗ-Р при следующих режимах:

- отключение сети 220В основной линии;
- обрыв или увеличение сопротивления растекания анодного заземления или обрыв цепи нагрузки;
- короткое замыкание выходных цепей (катодный-анодный провод);
- снижение защитного тока ниже нормы уставки на реле тока по каналу СКЗ-О.

С помощью блока совместной защиты типа БРТ-1-5, где число каналов обеспечивает подключение к одной УКЗ до 5 ниток газопровода, организуется сема катодной защиты многониточных газопроводов.

Блок БРТ обладает следующими характеристиками:

- тип изделия БРТ-1 ... 5;
- количество каналов 1-5;
- максимальный ток канала, А 10-50;
- сопротивление минимальное, Ом 0.005;

					Расчеты	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- сопротивление максимальное, Ом 0.250;
- количество ступеней регулирования 17;
- напряжение на шунте, мВ 75;
- масса, кг от 5 до 30;
- охлаждение воздушное естественное;
- диод, кл 12.

В схему системы в зоне дренажа и по трассе газопровода устанавливаются универсальные колонки различных модификаций с целью организации системы мониторинга, подключения и вывода контролируемых газопроводов, эти колонки позволяют коммутировать сильноточные цепи (катодные-анодные цепи) и цепи измерительных приборов (датчик измерения тока наводороживания, электрод сравнения и др.).

Таким образом, схема организации катодной защиты, рассмотренная выше, решает задачу резервирования средств катодной защиты, что является огромнейшим плюсом при эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера.

					Расчеты	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1. Техничко-экономическое обоснование проведения работ

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – это группа потребителей, частных или корпоративных, объединённых общими характеристиками и имеющими заинтересованность в приобретении вашего товара или использовании услуг. В свою очередь, сегмент рынка – это часть единого рыночного пространства, очерченная границами, определенными четко выявленными в результате исследования: географическими, социальными, отраслевыми различиями субъектов рынка. Сегменты рынка получаются в результате сегментации рынка. Сегментация рынка – это деятельность по выявлению границ рыночных сегментов. Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все организации могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяные. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

					Техничко-экономическое обоснование проведения работ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тетерин Р.С.</i>			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					79	123
<i>Консульт.</i>		<i>Клемашева Е.И.</i>				ТПУ гр.3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

		Вид деятельности			
		Добыча	Переработка	Транспортировка	
Размер компании	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				
	ПАО «Транснефть»		ПАО АНК «Башнефть»		ПАО «НК «Роснефть»
	ПАО «Сургутнефтегаз»		ПАО «НК «Лукойл»		

Таблица 6 Сегменты рынка

Как видно из таблицы 6 основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи, транспортировки и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

#### 4.2. Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 7:

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б тп.	Б рек	Б нс	К тп.	К рек	К нс
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	5	0,75	0,6	0,75
3. Надежность	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
4. Безопасность	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
5. Энергоэкономичность	0,1	4	3	2	0,4	0,3	0,2
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена	5	5	3	0,75	0,75	0,45	5
2. Конкурентоспособность продукта	5	5	4	0,5	0,5	0,4	5
3. Финансирование научной разработки	5	5	5	0,25	0,25	0,25	5
4. Срок выхода на рынок	5	5	4	0,25	0,25	0,2	5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>42</b>	<b>41</b>	<b>34</b>	<b>4,6</b>	<b>4,5</b>	<b>3,95</b>

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V \cdot B_i$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл i-го показателя.

Конкурентоспособность технического перевооружения составила 4,6, в то время как реконструкции - 4,5 и нового строительства - 3,95. Результаты

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как повышение производительности труда пользователя, удобство эксплуатации для потребителей, надежность и энергоэкономичность.

### 4.3. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ.

Таблица 8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор темы исследований	2	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
	3	Выбор алгоритма исследований	Руководитель, исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения строительных работ	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
	8	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, исполнитель
	9	Оформление пояснительной записки	Исполнитель
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Исполнитель

#### 4.3.1. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

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

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

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

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

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел} - \text{дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{1,8}{1} = 1,8 \text{ дн.}$$

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

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

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.

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 9:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

Название работы	Трудоёмкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{min}$ , чел-дни	$t_{max}$ , чел-дни	$t_{ожг}$ , чел-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Исполнитель	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Руководитель	1,8	3
Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Руководитель исполнитель	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель исполнитель	2,1	3
Анализ существующих методов строительства	10	15	12	Исполнитель	12	18
Проведение теоретических расчетов и обоснование	10	14	11,6	Исполнитель	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель исполнитель	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Руководитель исполнитель	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Исполнитель	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Исполнитель	5,8	9



в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 18 тысяч рублей. Стоит отметить, что для всех исполнений необходимо одно и то же оборудование

Таблица 10 – Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Персональный компьютер	2	18	36
ИТОГО				36

Таблица 11 – Прочие прямые затраты

№	Наименование оборудования	Кол-во ед. оборудования	Цена ед. оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Microsoft Office 2016 Home and Business RU x32/x64	2	10	20
2	Лицензия на программный пакет Unisim Design	1	50	50
Итого				70

#### 4.4.2. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИТ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года.

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 12 – Баланс рабочего времени

показатели рабочего времени	дни
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней - выходные дни / праздничные дни	66
Потери рабочего времени - отпуск / невыходы по болезни	63
Действительный годовой фонд рабочего времени	236

$$Z_{\text{дн(рук)}} = \frac{33664 * 11,2}{236} = 1597,6$$

Месячный должностной оклад руководителя:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} * (K_{\text{пр}} + K_{\text{д}}) * K_{\text{р}}$$

где  $Z_{\text{б}}$  – базовый оклад, руб.;

$K_{\text{пр}}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$K_{\text{д}}$  – коэффициент доплат и надбавок (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: определяется Положением об оплате труда);

$K_{\text{р}}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 13

исполнитель	З <sub>б</sub> , руб	К <sub>пр</sub>	К <sub>д</sub>	К <sub>р</sub>	З <sub>м</sub> , руб.	З <sub>дн</sub> , руб.	Т <sub>р</sub> , раб. дней	З <sub>осн</sub> , руб.
Исполнитель	33664	1,3		1,3	48139,5	1597,6	95	151772
Руководитель	33664	1,3		1,3	48139,5	1597,6	22	35147,2

#### 4.4.3. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Таблица 14 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	исполнитель	руководитель
Основная зарплата	151772	35147,2
Дополнительная зарплата	18212,64	4217,7
итого	169984,6	39364,9

#### 4.4.4. Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 15 – Отчисления во внебюджетные фонды

исполнитель	Основная заработная плата/Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель проекта	169984,6
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2%
Отчисления, руб.	51335,35
итого	221319,4

руководитель	Основная заработная плата/Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	39364,9
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2%
Отчисления, руб.	11888,2
итого	51253,1

#### 4.4.5. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почто-вые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей 1 – 6}) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

$$Z_{\text{накл исп}} = 50771,2 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл рук}} = 15560,5 \text{ руб.}$$

#### 4.5. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	исполнитель	руководитель
Специальное оборудование для научных работ	36000	36000
Прочие прямые расходы	60000	10000
Основная заработная плата	151772	35147,2
Дополнительная заработная плата	18212,64	4217,7
Страховые взносы	51335,35	11888,2
Накладные расходы	50771,2	15560,5
Бюджет затрат	316701,55	112813,6

#### 4.6. Техничко-экономический расчет

При длительной эксплуатации магистральные газопроводы подземной прокладки в условиях Крайнего Севера могут быть подвержены таким дефектам, негативно сказывающимся на трубе, непровар, вмятины, овальность, дефекты коррозионного происхождения и др. Проведение капитального ремонта является одним из способов борьбы и устранения данных дефектов. Демонтаж «катушки» с наличием дефекта с заменой на новую, замена запорной арматуры являются одним из видов капитального ремонта.

В данном разделе будут произведены расчеты затрат, необходимых на проведение данного вида мероприятий.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

#### 4.6.1. Затраты на проведение работ замене дефектного участка магистрального газопровода

В состав работ по замене дефектного участка газопровода на трассе входят:

- уточнение положения газопровода и проведение земляных работ;
- отключение ремонтируемого участка газопровода (в случае необходимости и отключение соседних с ним участков газопровода);
- освобождение ремонтируемого участка газопровода от газа (в случае необходимости снижение давления газа или освобождение от газа соседних с ним участков газопровода);
- отключение станции катодной защиты, дренажных установок и устройство электроперемычек;
- контроль наличия конденсата и его удаление;
- вырезка отверстий для установки запорных резиновых шаров;
- установка надувных запорных резиновых шаров в газопроводе;
- сварочно-монтажные работы (резка, сборка стыков, подгонка деталей, сварка);
- извлечение резиновых шаров из газопровода;
- заварка отверстий, через которые устанавливались резиновые шары;
- контроль качества сварочно-монтажных работ;
- удаление электроперемычек;
- проверка отремонтированного участка газопровода на герметичность давлением 1 МПа;
- наложение противокоррозийной изоляции;

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- земляные работы (засыпка котлованов, шурфов и т. д.);
- испытание на прочность максимально возможным давлением, создаваемым на данном участке;
- включение в работу отремонтированного участка газопровода, СКЗ, дренажных установок.
- время на проведение работ - 7 календарных дней, время смены – 12 часов.

#### 4.6.2. Затраты на оборудование для проведения работ по замене дефектного участка трубопровода

Затраты на приобретение оборудования необходимого для замены дефектного участка трубопровода, диаметром 1220 мм приведены в таблице 17.

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Стоимость, рублей
1	Газовый резак «КФР-954»	шт.	1	80000
2	Газоанализатор «Testo 320»	шт.	1	45000
3	Щеточная шлифмашина «Bosch GSI 14 CE»	шт.	1	48000
Общая сумма			3	173000

Таблица 17 – Стоимость оборудования

Для того чтобы приступить к замене дефектного участка трубопровода, нам понадобится специальная техника. Затраты на данную спец технику представлены в таблице 18.

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Балансовая стоимость, рублей
1	Автомобиль-самосвал «Урал-55571»	шт.	2	2700000
2	Трубоукладчик «KOMATSU D155»	шт.	1	6800000
3	Экскаватор «Hitachi zx330»	шт.	1	7900000
4	Бульдозер «Т-170»	шт.	1	3200000
Общая сумма			5	20600000

Таблица 18 - Специальная техника

### 4.6.3. Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 19.

Наименование	Марка	Кол-во.	Кол-во использов. дней	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации в год, руб.	Сумма амортиз., за период использов.
Автомобиль-самосвал	«Урал-55571»	2	7	2700000	14	378000	28865,45
Трубоукладчик	«КОМАТ SU D155»	1	7	6800000	14	952000	36349,09
Экскаватор	«Hitachi zx330»	1	7	7900000	14	1106000	42229,09
Бульдозер	«Т-170»	1	4	3200000	14	448000	9774,54
Газовый резак	«КФР-954»	1	1	80000	18	14400	78,54
Газоанализатор	«Testo 320»	2	1	45000	18	8100	88,36
Щеточная шлифмашина	«Bosch GSI 14 CE»	1	1	48000	18	8640	47,12
Общая сумма							117432,2

Таблица 19 – Расчет амортизационных отчислений

Далее определяем машино-часы, отработанные оборудованием на объекте по формуле:

$$M = D \times C \times K,$$

где  $D$  – продолжительность периода, дни;

$C$  – время смены, часы;

$K$  – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об},$$

где  $A_{год}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$  – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$  – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

#### 4.6.4. Расчет стоимости материалов для работ по замене дефектного участка магистрального газопровода

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;
- д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Расчет производился для замены дефектного участка газопровода на новый, длиной 3 метра. Стоимость одной секции трубы диаметром 1220 мм и длиной 11 м 43500 рублей, следовательно, 3 метра трубы диаметром 1220 мм будут стоить 11863 рублей. Расчет стоимости необходимых материалов производится по формуле:

$$S_{мат} = N_{мат} * C_{ед}$$

где  $S_{мат}$  - стоимость материала (руб.);

$N_{мат}$  - норма расхода материала (нат.ед);

$C_{ед}$  - цена за единицу материала (руб/нат.ед).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Материалы для работ по замене «катушки» закупаются без каких-либо скидок по рыночной цене. Бензин и дизельное топливо закупается на специальных промышленных заправках, так как на заправках постоянного потребления бензина марки АИ-80 практически нет.

В таблице 9 приведен расчет стоимости материалов на проведение работ по замене дефектного участка газопровода.

Наименование материала	Норма расхода материала, нат.ед.	Цена за единицу руб/нат.ед.	Стоимость материалов руб.
Труба D <sub>y</sub> = 1220 мм, м	3	3954	11863
Электроды сварочные, уп	2	870	1740
Изоляция наружная, м	6	2047	12282
Масло моторное, л	9	65,3	587,7
Дизельное топливо, л	160	35,10	5616
Бензин АИ-80, л	50	30,7	1535
Баллон с кислородом 40л, шт.	1	4570	4570
Баллон с пропаном 50л, шт.	1	2840	2840
Временное герметизирующее устройство, шт.	2	6867	13734
Общая сумма:			54767,7

Таблица 20 – Затраты на материалы.

#### 4.6.5. Затраты на оплату труда работников

Далее определим затраты на оплату труда работников за период проведения замены дефектного участка трубопровода. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в таблицу 10.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 21 – Расчеты фонда оплаты труда

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент и северная надбавка (50%+50%)	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Стропальщик	2	II	70,5	70,5	24	6768
Трубопроводчик линейный	3	V	72,3	72,3	24	10441
Сварщик	1	II	86,1	86,1	12	2066
Водитель самосвала	2	-	50,2	50,2	84	16867
Машинист бульдозера	1	-	66,3	66,3	48	6364
Машинист трубоукладчика	1	-	78,5	78,5	84	13188
Машинист экскаваторщик	1	-	70,4	70,4	84	11827
<b>ИТОГО</b>						67521

#### 4.6.6. Расчет страховых взносов

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при сооружении резервуара с применением механизированных способов сварки представлены в таблице 11.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9.

Показатель	Стропальщик	Трубопроводчик линейный	Сварщик	Водитель самосвала	Машинист бульдозера	Машинист трубоукладчика	Машинист экскаваторщик
Количество работников	2	3	1	2	1	1	1
ФСС (2,9%)	197.27	302.78	59.91	489.14	184.55	382.45	342.98
ФОМС (5,1%)	345.16	532.49	105.3	860.2	324.5	672.5	603.1
ПФР (22%)	1489	2297	454.5	3710.4	1400	2901	2602
Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	60.9	93.9	18.6	151.8	57.2	118.7	106.4
Всего, руб.	2092.33	3226.17	638.31	5211.54	1966.25	4074.65	3654.48
Общая сумма, руб.	20863.7						

Таблица 22 – Расчет страховых взносов

#### 4.6.7. Сумма затрат необходимых для замены дефектного участка газопровода

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение внутритрубной диагностики (таблица 23).

Состав затрат		Сумма затрат, руб.
1	Амортизационные	117432,2
2	Материальные	54767,7
3	Оплата труда	67521
4	Страховые взносы	20863,7
5	Накладные расходы (20%)	52116,92
	Итого:	312701,52

Таблица 23 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

#### 4.7. Заключение

В данном разделе была проведена оценка затрат по замене дефектного участка трубопровода. Общая сумма равна 312701,52 рублей. Затраты на замену дефектного участка достаточно высоки, поэтому требуется привлечение высококвалифицированного рабочего персонала, а также применение современного дорогостоящего оборудования.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5. Социальная ответственность организаций при эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера

*Социальная ответственность* или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров [27].

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

Во время своей трудовой деятельности человек подвергается воздействию вредных производственных факторов, специфика и количество которых зависит от характера труда. Для предупреждения ухудшения здоровья работника от такого неблагоприятного воздействия на каждом конкретном предприятии или учреждении предусмотрен ряд мер по обеспечению безопасности и экологической составляющей трудовой деятельности.

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

Район, в котором расположено рассматриваемое Чаяндинское месторождение магистрального газопровода «Сила Сибири», имеет экстремальные природные условия.

					Характеристика объекта			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Тетерин Р.С.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Саруев А.Л.</i>					100	123
<i>Консульт.</i>		<i>Гуляев М.В.</i>				ТПУ гр.3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

В основном, это наличие низких температур (от +30°C летом и до -50°C зимой). Больше свое время линейная часть газопровода имеет взаимодействие с мерзлыми грунтами, в остальное же время со слабонесущими грунтами (оттаивающие, замерзающие, обводненные), что создает нестабильные напряженно-деформированные состояния газопроводов, а это в свою очередь может являться причиной возникновения аварийных ситуаций. Большая часть газопровода проложена в подземном исполнении, и аварии на нем могут быть причиной экологических последствий.

В таблице 11 приведены основные вредные и опасные факторы, которые присутствуют на рассматриваемом участке ремонта магистрального газопровода, и те, которые могут возникнуть в силу различных обстоятельств, связанных с нарушением техники безопасности и с отклонением совершаемых действий рабочих и лиц, ответственных за проведение работ повышенной опасности от нормативно-технической документации, предусматривающей безопасное проведение тех или иных видов работ, требующих серьезного внимания, большого опыта и знания правил охраны труда и промышленной безопасности.

### **5.7. Правовые и организационные вопросы в обеспечении безопасности**

Компании, которые занимаются перекачкой нефти по магистральным газопроводам обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с [41].

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда», работник имеет право на:

- рабочее место;
- своевременную оплату;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;

					Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации.

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ (ст. 317 ТК РФ, ст. 11 Закона N 4520-1) [41].

Статья 116 Трудового кодекса РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. При этом работодатели с учетом своих производственных и финансовых возможностей могут самостоятельно устанавливать для работников дополнительные отпуска, порядок и условия предоставления которых определяются коллективными договорами или локальными нормативными актами, которые принимаются с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Кроме своих работников, нефтегазоперекачивающие организации точно так же, обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций в соответствии с [43].

Согласно [43] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;
- меры по инженерной защите населения;
- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

Нефтегазопроводы относятся к опасным производственным объектам,

										Лист
										103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

поэтому организации, занимающиеся их эксплуатацией, подчиняются ФЗ от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ [44].

## **5.8. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **1. Превышение уровня шума**

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники (бульдозера, экскаватора), а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования при этом шум сохраняется на всем протяжении их деятельности. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работы связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ. Следовательно, в таблице 13 по ГОСТ 30691-2001[28] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

					Социальная ответственность	Лист
						104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока	1. Превышение уровня шума	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	СНиП 3.05.05-84 [12]
Вскрытие газопровода	2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	2. Обрушение стенок траншеи	ВСН 51-1-97 [13]
Удаление старой или дефектной изоляции	3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3. Высокое давление газопровода	СТО Газпром 14-2005 [14]
Отбраковка труб	4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	4. Взрывопожароопасность	ГОСТ 12.2.062-81 [15]
Производство сварочно-восстановительных работ			СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [16]
Применение сканера-дефектоскопа перед окончательной очисткой поверхности газопровода;			ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [17]
Нанесение грунтовки, нанесение нового изоляционного покрытия			ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ [18]
Укладка газопровода, засыпка отремонтированного газопровода			ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [19]
Восстановление средств ЭХЗ и знаков закрепления трассы			СНиП 23-05-95 [20]
Техническая рекультивация плодородного слоя почвы			СНиП 21-01-97 [21]
			ГОСТ 30691-2001 [22]

Таблица 24 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы.

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.).

Категория работ по тяжести труда	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень напряженности	2 степень напряженности
Легкая и средняя	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

Таблица 25 - Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте [18].

Основные мероприятия для борьбы с шумом [29]:

- понижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- понижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматики для управления технологическими процессами.

## **2. Отклонение показателей климата рабочей зоны**

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

Особенно опасно сочетание низкой температуры с высокой влажностью и высокой скоростью движения воздуха, так как при этом значительно воз-растают потери тепла конвекцией и испарением.

При воздействии холода изменения возникают не только непосредственно в области, воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д. Другим примером рефлекторной реакции является спазм сосудов почек при охлаждении организма. Длительное охлаждение ведет к расстройствам кровообращения, снижению иммунитета. При сильном воздействии холода

					Социальная ответственность	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

может происходить общее переохлаждение организма.

Температуры окружающей среды, при которых запрещается ведение каких-либо работ устанавливаются локальными правовыми актами в соответствии с климатом района производства работ.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-36
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-34
10,0-15	-32

Таблица 26 - Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях (Постановление от 11.02.2011 г. №29а) [30].

Так же при температуре 10 °С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Количество и продолжительность перерывов устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется локальным нормативным актом работодателя.

Работники, занятые на работах по замене дефектных участков нефтепроводов должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами защиты, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Порядок выдачи и пользования средствами индивидуальной защиты определяется Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты ГОСТ 29335-92 [31].

Применяемые спецодежда, спецобувь и другие средства индивидуальной защиты, должны иметь сертификаты соответствия.

Работники не должны допускаться к работе без положенной по

					Социальная ответственность	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нормативам спецодежды и средств индивидуальной защиты, во время работы должны их правильно применять.

### **3. Повышенная запыленность рабочей зоны**

Повышенная запыленность рабочей зоны возникает в результате работ, направленных на очистку поверхности трубопровода в околошовных зонах от шлака и других включений, а загазованность – в результате выхлопа спецтехники. В запыленном воздухе дыхание становится затрудненным, насыщение крови кислородом ухудшается, что предрасполагает к легочным заболеваниям. Продолжительное действие пыли на органы дыхания может привести к профессиональному заболеванию - пневмокониозу. Основанием для проведения мер борьбы с пылью является гигиеническое нормирование. Перечень ПДК фиброгенной пыли в воздухе рабочих помещений приведен в ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [32]. ПДК фиброгенной пыли в зависимости от процентного содержания диоксида кремния составляет 1 и 2 мг/м<sup>3</sup>. Для других видов пыли ПДК от 2 до 10 мг/м<sup>3</sup>. Предельно допустимая среднесуточная концентрация пыли в воздухе не должна превышать 0,15 мг/м<sup>3</sup>, а максимально разовая - 0,5 мг/м<sup>3</sup>.

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогаз, респиратор), при их отсутствии можно применить марлевую повязку предварительно смочив ее.

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

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (метанола) напрямую связана с нарушением технологии его закачки в полость газопровода, что приводит к образованию в рабочей зоне взрывоопасной смеси (температура вспышки 15,6 °С).

При попадании на кожу и в органы дыхания (при испарении) метанол вызывает ожог и раздражение, при попадании в пищевод в небольшом объеме 5—10 мл вызывает сильное отравление, а 30 граммов и более - летальный исход. Такие симптомы как: головная боль, слабость, недомогание, озноб, тошнота, рвота характеризуют легкую форму отравления. Поэтому опасность

									Лист
									108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

для жизни несет как чистый метанол, так и жидкости, в состав которых входит данное вещество даже в очень небольшом процентном соотношении.

Наиболее простой способ определения метанола заключается в проведении йодоформной реакции. При действии на этанол йода и щелочи выпадет осадок (йодоформ) желтого цвета, в реакции же с метанолом осадка не образуется (данная реакция не применяется для выявления метанола в этиловом спирте).

Антидотом при отравлении метанолом является внутривенное капельное введение 10 % раствора этанола, или же пероральный прием 30 - 40% раствора из расчета 1 - 2 грамма на 1 кг массы тела в сутки. В этом случае происходит переключение алкогольдегидрогеназы I на окисление экзогенного этанола.

При работе с метанолом, при его транспортировке и хранении должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты, представленные защитными очками, резиновыми перчатками, спецодеждой и обувью согласно типовым отраслевым нормам. Так же используется фильтрующий маски ППМ и ШМП и противогазы марок А, М при концентрациях паров выше ПДК.

Для удаления разлитого метанола с поверхности применяют сухие опилки, в последствие сжигаемые в специально отведенном месте, остаток впитавшегося метанола промывают струей холодной воды. В целях защиты окружающей среды от протечек метанола должно быть использовано технологическое оборудование, обеспечивающее полную герметизацию.

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

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования как опасный фактор, возникает в процессе проведения подготовительных работ, направленных на ликвидацию гидратов. Опасный фактор возникает за счет нахождения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (бульдозеры, экскаваторы). Основная задача машин и механизмов направлена на организацию свободного подхода и подъезда к месту проведения огневых работ, а именно на удаление мешающих предметов, взрывоопасных,

									Лист
									109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

пожароопасных и вредных веществ. В соответствии с нарядом-допуском, составленным на основании СТО Газпром 14-2005 [33], и плана организации проведения работ эксплуатационным персоналом филиала осуществляется подготовка технологического объекта к проведению огневых работ.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [34] ограждения необходимо выполнять в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. При устройстве ограждений обязательно соблюдение определенных требований. Запрещена работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

#### **6. Обрушение стенок траншеи**

Обрушение стенок траншеи при проведении земляных работ по вскрытию загидраченного участка газопровода напрямую связано с величиной угла откоса траншеи, зависящей от типа грунта и коэффициента влажности. Поэтому опасностью для рабочего персонала является возможность получения травм от обрушения грунта. Согласно СНиП 3.05.05-84 [35] эти работы относятся к разряду работ повышенной опасности. Данной инструкцией, предусматривается ряд правил, для безопасного проведения земляных работ, а значит защиты персонала от травматизма.

При отсутствии возможности работы грузоподъемных механизмов из-за обрушения стенок траншеи, вследствие подтопления ее грунтовыми водами, необходимо дополнительное изменение углов наклона стенок котлована, а также укрепление их деревянными (по возможности металлическими) сваями. Данные работы производит рабочий персонал, в соответствии с утвержденным проектом, при этом высота выступающих концов крепления должна быть не

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

менее 15 см согласно ВСН 51-1-97 [36].

Перед началом проведения работ в траншее (котловане), глубиной более 1,3 м, проверяется надежность откосов и креплений стен, а также их устойчивость. Количество лестниц в траншее (котловане) составляет 2 шт на 5 человек, а в рабочих же котлованах повышенной опасности устанавливается 4 лестницы. Все используемые лестницы должны иметь инвентарный номер, дату следующих испытаний, принадлежность к какой-то службе или участку (например, участок ЛЭС). Проверка надежности применяемых лестниц проводится: 1 раз в полугодие - для деревянных, 1 раз в год - для металлических.

### **7. Высокое давление газопровода**

Высокое давление газопровода, представляет серьезную опасность рабочему персоналу при проведении огневых работ. Оно может вызвать разрыв трубы, повреждение технологического оборудования, в связи с этим нанести травмы персоналу. Поэтому для снижения опасности этого фактора рабочее давление в газопроводе снижается до 2,5 МПа согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [37].

Таким образом, для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации газопровод в зависимости от назначения в соответствии с ПБ 03-576-03 [38] должны быть оснащены:

- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- приборами для измерения давления;
- приборами для измерения температуры;
- предохранительными устройствами;

### **8. Пожаровзрывоопасность**

Пожаровзрывоопасность, как опасный фактор, представляет серьезную угрозу для жизни и здоровья работников и сотрудников на рассматриваемых нами площадках проведения работ. Возникает в результате превышения допустимой концентрации газа в воздухе рабочей зоны. Опасными факторами пожара является повышенная температура оборудования и окружающей

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность				

среды, токсичные продукты горения и термического разложения, пониженная концентрация кислорода в воздухе рабочей зоны.

Эти факторы приводят к отравлениям, ухудшению работы органов дыхания, к травмированию работающих.

Поэтому на всем протяжении работ по ликвидации гидратов для контроля состояния газовой среды в рабочей зоне, а также для обеспечения связи с руководителем огневых работ и техническим персоналом, назначается ответственное лицо в роли дежурного наблюдателя. В его обязанности входит немедленная подача сигнала о срочной остановке работ в случае предаварийной ситуации или иной опасности (выход из строя технологического оборудования, приборов, систем вентиляционных шахт, аварийных сигнализаций, СИЗ, повышения или снижения рабочего давления или температуры, утечки газа и т.д.). Любой специалист или рабочий из персонала при обнаружении несоответствий с требованиями действующей типовой инструкции, а также при несоблюдении мер безопасности, указанных в наряде-допуске, что может привести к возникновению опасной ситуации, имеет право и обязан немедленно прекратить выполнение огневых работ согласно СНиП 21-01-97 [39].

### **5.9. Экологическая безопасность**

Стравливание газа с участка магистрального газопровода, подлежащего полной замене, а также непреднамеренный разлив метанола и нарушение плодородного слоя почвы напрямую связаны с экологической безопасностью. Основные вредные и опасные воздействия при проведении работ на МГ приведены в таблице 13.

В большинстве случаев с небольших участков МГ, подлежащих вырезки экономически невыгодно применять современное технологическое оборудование для перекачки газа в специальные емкости, предназначенные для временного хранения газа.

Поэтому природный газ, на 98% состоящий из метана, напрямую стравливается в атмосферу.

					Социальная ответственность	Лист
						112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
	Загрязнение почвы метанолом, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, метанолом, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора

Таблица 27 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении работ на МГ в условиях Крайнего Севера.

Многие знают, что усилению парникового эффекта способствует газ метан, так как он интенсивно рассеивает и удерживает тепло, излучаемое нагретой солнцем Землей в инфракрасной области спектра на длине волны 7,66 мкм. Метан находится на втором месте, уступая углекислому газу, при

этом его роль в создании парникового эффекта составляет примерно 30% от общего эффекта CO<sub>2</sub>. При повышении концентрации метана в атмосфере он изменяет ее нормально-текущие химические процессы, что приводит к нарушению экоситуации на планете.

В связи с развитием современных технологий в нефтегазовой отрасли, на сегодняшний момент уже существует множество технологий позволяющих с минимальным риском для окружающей среды проводить большинство видов работ, как на магистральном газопроводе, так и на нефтепроводе.

По окончанию работ на магистральном газопроводе приказом исполнителя организации и производителя работ формируется комиссия для осмотра земель при участии заинтересованных сторон (представителей ООО магистральных газопроводов и землевладельцев).

При устранении загидраченного участка газопровода рекультивация земель выполняется поэтапно: технический этап, а затем, при необходимости, биологический.

Технический этап заключается в планировании, формировании откосов, снятии и нанесении плодородных слоев почв, устройстве гидротехнических и мелиоративных сооружений. Данный этап так же характеризуется проведением работ, направленных на создание необходимых условий для дальнейшего использования восстанавливаемых земель по их назначению. Биологический этап проводится с целью восстановления плодородия почв.

Особенностью биологического этапа является осуществление его уже сразу после технического, а главная цель – подготовка почвы: закрепление верхнего слоя почвы за счет корневой системы растений, а также в создании густого травостоя, что предупредит развитие как водной, так и ветровой эрозии на нарушенном почвенно-растительном покрове.

Этапы рекультивации в зависимости от площади нарушения почвенно-растительного покрова классифицируются следующим образом:

1-ая степень – растительно-почвенный покров уничтожен на 100%;

2-ая степень – растительность уничтожена на 100%, при этом земельный

										Лист
										114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Социальная ответственность					

слой уцелел на 50% площади;

3-ая степень – растительный покров уничтожен на 50–80% площади, почвенный слой сохранен 100%;

4-ая степень – растительный покров уничтожен на 20–50% площади, почвенный слой сохранен 100%;

5-ая степень – растительность уничтожена менее 20% от всей площади, почвенный слой сохранен 100%.

При выборе методов работ, направленных на восстановление почв, необходимо брать во внимание присутствие в основном 3–4 типов нарушенности почвенно-растительного покрова на рекультивируемом участке трассы.

Согласно зональной системе земледелия субъектов РФ выбираются виды посевных трав и их допустимые сочетания. Замену поврежденного или уничтоженного растительного покрова следует проводить аналогичными видами местных трав, приспособленных к почвенно-климатическим условиям данного региона.

#### 5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производств в ГОСТ 12.1.004-91 [40] был введен новый критерий – ПДВК (предельно допустимая взрывобезопасная концентрация), обеспечивающий на каждом рабочем месте безопасность  $10^{-6}$

$$\text{ПДВК} = \frac{C_{нт}}{K''_{б.э}}$$

где  $K''_{б.э}$  – коэффициент безопасности к нижнему концентрационному пределу воспламенения.

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

$$C_{нт} = C_n(1,020 - 0,000799t)$$

где  $C_n$  – нижний концентрационный предел воспламенения газа или пара в воздухе при атмосферном давлении и температуре 25°C, % об;  $t$  – температура пара или газа, °C.

Взрыв от горения отличается ещё большей скоростью распространения огня. Так, скорость распространения пламени во взрывчатой смеси, находящейся в закрытой трубе, 2000–3000 м/с. Сгорание смеси с такой скоростью называется детонацией. Возникновение детонации объясняется сжатием, нагревом и движением несгоревшей смеси перед фронтом пламени, что приводит к ускорению распространения пламени и возникновению в смеси ударной волны. Образующиеся при взрыве газовойоздушной смеси воздушные ударные волны обладают большим запасом энергии и распространяются на значительные расстояния. Оценка опасности воздушных ударных волн для людей и различных сооружений производится по двум основным параметрам – давлению во фронте ударной волны и сжатию. Под фазой сжатия понимается время действия избыточного давления в волне.

При ведении взрывных работ колебания грунта могут быть опасными для зданий и сооружений, а взрывная волна – опасной для человека и оконного остекления зданий.

Поэтому, все работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами, проводятся в дневное время, исключение составляют аварийные ситуации.

Руководителем проведения работ определяются средства индивидуальной защиты для каждого из членов рабочего персонала (противогазы, спасательные пояса и т.д.). На него возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) места работ, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовойоздушной среды, что отражается в виде подписи руководителя объекта в наряде-допуске.

					Социальная ответственность	Лист
						116
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Заключение

Проведенный анализ нормативно-технической документации и литературы; геокриологических процессов многолетнемерзлых грунтов; аварийности на трубопроводах; процессов взаимодействия трубопроводов с многолетнемерзлыми грунтами, а также существующих методов обеспечения безопасности трубопроводов на участках прокладки с многолетнемерзлыми грунтами, в совокупности с проведенными сравнительным расчетом температуры охлаждаемого газа при использовании аппаратов воздушного охлаждения позволяет сделать следующие выводы:

1. Мерзлые породы представляют собой сложные многофазные и многокомпонентные системы, обладающие специфическими свойствами: при отрицательных температурах, они сочетают механическую прочность с высокой несущей способностью, а при нулевой и положительной температурах оттаивают и практически полностью утрачивают способность нести нагрузки от инженерных сооружений
2. Основные геокриологические процессы, которые негативно влияют на устойчивость оснований и эксплуатационную надежность газопроводов:
  - выпучивание газопровода и пучение грунтов;
  - всплытие газопровода и термокарст.
3. Помимо влияния погодных условий, температуры транспортируемого продукта на температурное поле мерзлых грунтов, сам трубопровод, как линейный металлический объект, оказывает огромное влияние, через функциональные нагрузки, обусловленные процессом эксплуатации трубопровода.

					Заключение					
					Заключение					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>т</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>					
<i>Разраб.</i>			<i>Тетерин Р.С.</i>			Заключение		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>			<i>Саруев А.Л.</i>						117	123
<i>Консульт.</i>								ТПУ гр.3-2Б6А		
<i>Рук-ль ООП</i>			<i>Брусник О.В.</i>							

4. Проектирование, строительство и эксплуатация подземных магистральных нефтегазопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов требуют определенных конструкторских и технологических решений, так как необходимо обеспечить требуемый температурный режим грунта основания трубопровода или стабилизацию проектного трубопровода при осадке оттаивающего грунта.
5. Наиболее эффективным способом обеспечения температурного режима является термостабилизация.
6. При проведении расчётов аппарата воздушного охлаждения видно, как сильно температура транспортируемого газа влияет на процесс «оттаивания» грунтов. Поэтому в производстве необходимо применять только те аппараты воздушного охлаждения, которые обеспечивают на выходе необходимую температуру. В противном случае он не будет выполнять свое предназначение и приведет к обратному экономическому эффекту.

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

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 27.002-15. «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».
2. Атлас природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций. Российская Федерация / МЧС России; под общ. ред. С. К. Шойгу. – М.: Дизайн. Информация. Картография, 2010.
3. Бородавкин, П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве : учебник для вузов / П. П. Бородавкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1986.
4. Быков, Л. И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газо-нефтепроводов : учеб. пособие / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков [и др.]. – СПб. : Недра.
5. Васильев, В. И. Тепломассоперенос в промерзающих-протаивающих грунтах / В. И. Васильев, А. М. Максимов, Е. Е. Петров, Г. Г. Цыпкин. – М. : Наука, 1997.
6. ГОСТ 25100–2011. Грунты. Классификация. – Взамен ГОСТ 25100-95; введ. 01.01.2013. – М. : Стандартиформ, 2013.
7. ГОСТ 24846–2012. Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений. – Взамен ГОСТ 24846–81; введ. 01.07.2013. –М. : Стандартиформ, 2014.
8. Общее мерзлотоведение (геокриология) /под ред. В. А. Кудрявцева. – М.: Изд-во МГУ, 1978.
9. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах : СНиП 2.02.04-88 Актуализированная редакция / Минрегион России. – Введ. 01.01.2013. – М., 2012.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список литературы			
Разраб.		Тетерин Р.С.			Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				119	123	
Консульт.						ТПУ гр.3-2Б6А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						



16. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы : СНиП 2.05.06-85\* Актуализированная редакция / Минрегион России. – Введ. 01.01.2013. – М., 2012.
17. Лисин, Ю. В. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пур–Пе» / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. В. Павлов, А. В. Коргин, В. И. Суриков // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С.
18. Бородавкин, П. П. Подземные магистральные трубопроводы. Проектирование в строительстве / П. П. Бородавкин. – М. : Недра, 1982.
19. Бородавкин, П. П. Сооружение магистральных трубопроводов / П. П. Бородавкин, В. Л. Березин. – М. : Недра, 1977.
20. Кондратьев, В. Г. Мероприятия по изменению режима теплообмена на поверхности земли и их влияние на распределение температуры в грунте / В. Г. Кондратьев, А. Г. Перекупка, С. С. Примаков, А. С. Петрова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10.
21. Баясан Р.М., Голубин С.И., Лобанов А.Д., Баясан Т.В. Парожидкостные термостабилизаторы различных типов и назначения, их конструктивные и теплотехнические особенности. Журнал «Трубопроводный транспорт: теория и практика». М.:ВНИИСТ, №4 (32), 2012г.
22. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.:Недра,2000г.
23. Яценко В. В. Особенности проектирования магистральных трубопроводов на участках с многолетнемерзлыми грунтами. Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений: Сборник научных трудов. Вып. 66. Самара: Самар. дом печати. 2008.
24. Идрисова Я.Р., Гумеров А.К., Идрисов Р.Х. Методические основы определения напряженно-деформированного состояния трубопроводов на участках многолетнемерзлых грунтов. - М.: Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, №12, 2010.

					Список литературы	Лист
						121
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

25. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие. - М.: Недра, 1991.
26. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. - М.: Недра, 1982.
27. ICCSR 26000:2011. Международный стандарт «Социальная ответственность организации».
28. ГОСТ 30691-2001 «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик».
29. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
30. Постановление от 11 февраля 2011 года № 29а о работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года (с изменениями на 30 октября 2012 года).
31. ГОСТ 29335-92. Костюмы для защиты от пониженных температур. Технические условия.
32. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89)».
33. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром».
34. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждение защитное».
35. СНиП 3.05.05-84 «Строительные нормы и правила».
36. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
37. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
38. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
39. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
40. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

					Список литературы	Лист
						122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

41. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ.
42. Закон РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».
43. Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».
44. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					Список литературы	<i>Лист</i>
						123
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		