



«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Сооружение и техническое обслуживание объектов нефтегазового комплекса»

Кафедра транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири

УДК 622.691.4.07(571)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Харитонов Михаил Валентинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Какушкин Юрий Александрович	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	доцент, к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Нина Владимировна	доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ИЯПР	Шендерова Инна Владимировна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н.		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические» гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные таны всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

(Подпись) (Дата)

(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Харитонову Михаилу Валентиновичу

Тема работы:

Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 00.00.2015 г. №0000/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, участок МГ «XXXXXXXXXX», технологический регламент эксплуатации МГ, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники.*

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Введение</li> <li>2. Литературный обзор</li> <li>3. Объект и методы исследования</li> <li>4. Расчеты и аналитика</li> <li>5. Результаты исследования</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>7. Социальная ответственность</li> <li>8. Заключение</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<p><b>Таблицы – 15 штук:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Сведения об условиях прохождения трассы;</li> <li>– Протяженность и сроки эксплуатации газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов (без учета газопроводов – отводов);</li> <li>– Результаты измерений отклонений;</li> <li>– Результаты измерений отклонений;</li> <li>– Результаты измерений отклонений;</li> <li>– Результаты измерений отклонений;</li> <li>– Расчет стоимости оборудования;</li> <li>– Расчет амортизационных отчислений;</li> <li>– Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия;</li> <li>– Расчет заработной платы;</li> <li>– Расчет страховых взносов;</li> <li>– Общие затраты;</li> <li>– Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта в условиях Крайнего Севера;</li> <li>– Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте;</li> <li>– Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении капитального ремонта МГ в условиях Крайнего Севера.</li> </ul> <p><b>Рисунки – 13 штук:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Распространение многолетнемерзлых грунтов на территории России;</li> <li>– Оттаивание мерзлого грунта вокруг трубопровода;</li> <li>– Схема подземного трубопровода в оттаивающем грунте;</li> <li>– Образование бугра пучения;</li> <li>– Схема магистрального газопровода «»;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Технологическая схема ремонта газопровода с сохранением пространственного положения;</li> <li>– Динамика доли аварийности газопровода с 1970 по 2010 гг.;</li> <li>– Процентное соотношение дефектов труб на МГ;</li> <li>– Продольный профиль газопровода в координатной точке 1;</li> <li>– Продольный профиль газопровода в координатной точке 2;</li> <li>– Продольный профиль газопровода в координатной точке 3;</li> <li>– Продольный профиль газопровода в координатной точке 4;</li> <li>– Схема взрыва.</li> </ul>
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна
«Социальная ответственность»	Крепша Нина Владимировна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

--

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	16.03.2016 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Какушкин Юрий Александрович	д.т.н.		16.03.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ4А	Харитонов Михаил Валентинович		16.03.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Харитонов Михаил Валентинович

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Магистр	Направление/ специальность	«Нефтегазовое дело» / профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения современного датчика в систему газораспределительных станций»</i>	<i>Оценка затрат необходимых для замены дефектного участка газопровода в условиях Крайнего Севера.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром РД 1.12-096-2004</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка условий реализации замены дефектного участка газопровода в условиях Крайнего Севера.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Формирование видов затрат для проведения работ по замене дефектного участка газопровода при эксплуатации в условиях Крайнего Севера</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Технико-экономическое обоснование замены дефектного участка газопровода в условиях Крайнего Севера</i>

**Перечень графического материала**

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
  - Расчет стоимости оборудования
  - Расчет амортизационных отчислений
  - Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия
  - Расчет заработной платы работников
  - Расчет страховых взносов
  - Общие затраты

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Харитонов М.В		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ4А	Харитонову Михаилу Валентиновичу

<b>Институт</b>		<b>Кафедра</b>	
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)

*Рассматривается открытый участок магистрального газопровода «XXXXXXXXXX», который пролегает на территории Крайнего Севера. Участок МГ подземного исполнения. При ремонте газопровода используется тяжелая техника, и дополнительное оборудование (сварка, шлейф машинки). Работы производятся при повышенном уровне шума и загазованности. При вскрытии газопровода, возможен выброс газа в атмосферу. При работе с газом есть риск возникновения взрывопожароопасных ситуаций. Оказывается, негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.*

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

**1. Производственная безопасность**

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

*Проанализировать следующие вредные производственные факторы и обосновать мероприятия по их устранению:*

- 1. Превышение уровня шума;*
- 2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;*
- 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;*
- 4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (метанола).*

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<p><i>Проанализировать следующие опасные производственные факторы и обосновать мероприятия по их устранению:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</i></li> <li><i>2. Обрушение стенок траншеи;</i></li> <li><i>3. Высокое давление газопровода;</i></li> <li><i>4. Электрическая дуга и металлические искры при сварке;</i></li> <li><i>5. Взрывопожароопасность.</i></li> </ol>
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	<i>Привести анализ воздействий на окружающую среду и методы восстановления целостности природных объектов при ремонте трубопровода.</i>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><i>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>– паводковые наводнения;</i></li> <li><i>– лесные пожары;</i></li> <li><i>– террористические акты;</i></li> <li><i>– по причинам техногенного характера (аварии).</i></li> </ul>
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	<p><i>Специальные правовые нормы трудового законодательства.</i></p> <p><i>Обязанности работодателя перед работником.</i></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Нина Владимировна	Кандидат геолого-минералогических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Харитонов М. В.		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 страниц, 15 рисунков, 13 таблиц, 51 источник, 1 приложение.

Ключевые слова:

Магистральный газопровод, капитальный ремонт, многолетнемерзлые грунты, аварии, технологические схемы капитального ремонта, причины аварийности, эксплуатация, надежность, прочность.

Объектом исследования является магистральный газопровод «».

Целью работы является анализ существующих технологических схем капитального ремонта магистральных газопроводов и их совершенствование в условиях многолетнемерзлых грунтов, на примере локального магистрального газопровода «».

В процессе исследования были изучены физико-механические и теплофизические свойства многолетнемерзлых грунтов, а также их взаимодействия с трубопроводами, проводились анализ преимуществ и недостатков существующих технологических схем капитального ремонта, анализ причин аварийности локального магистрального газопровода «», расчет на прочность участков газопровода с изгибами, анализ опасных и вредных производственных факторов, анализ возможных воздействий на окружающую среду.

В результате исследования выявлены явления, приводящие к основным видам нарушений проектного положения магистральных газопроводов, эксплуатирующихся в многолетнемерзлых грунтах, определена наиболее эффективная технологическая схема капитального ремонта для использования в условиях многолетнемерзлых грунтов – технологическая схема с сохранением пространственного положения трубопровода, также выбран участок для проведения ремонта данным методом, предложены мероприятия по снижению опасных и вредных производственных факторов, мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

## Определения, обозначения, сокращения и нормативные ссылки

■ – ■ ;

**ГКМ** – газоконденсатное месторождение;

**СВГКМ** – Средневилюйское газоконденсатное месторождение;

**МГ** – магистральный газопровод;

**ММГ** – многолетнемерзлые грунты;

**ЛЭП** – линии электропередачи;

**ЛС** – линии связи;

**ЭХЗ** – электрохимическая защита;

**КП** – капитальный ремонт;

**СТО** – стандарт организации;

**СКЗ** – станция катодной защиты;

**ГЗУ** – групповая замерная установка;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ОС** – окружающая среда;

**ПДВК** – предельно допустимая взрывобезопасная концентрация;

**ЧС** – чрезвычайная ситуация;

**ЭО** – эксплуатирующая организация;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;



<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	75
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	77
<b>Приложение А</b> .....	82

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний момент [REDACTED] подписал крупнейший в истории России контракт с [REDACTED] на поставку [REDACTED] газа в год в течение [REDACTED]. Для реализации этого проекта будут разрабатывать [REDACTED] нефтегазоконденсатные месторождения с общими запасами газа порядка 2 [REDACTED]

[REDACTED] а также строить магистральный газопровод « [REDACTED] [REDACTED] » по созданию общей газотранспортной системы для [REDACTED] центров газодобычи, которая будет транспортировать газ этих центров через [REDACTED] до [REDACTED]

Строительство, транспортировка и эксплуатация будущего магистрального газопровода будет проходить в сложных природно-климатических и геокриологических условиях Крайнего Севера и Сибири, и именно анализ строительства и капитального ремонта магистральных трубопроводов, эксплуатирующихся в аналогичных условиях, обеспечат требуемый уровень надежности магистрального газопровода « [REDACTED] ».

Целью работы является анализ существующих технологических схем капитального ремонта магистральных газопроводов и их совершенствование в условиях многолетнемерзлых грунтов, на примере локального магистрального газопровода « [REDACTED] ».

Основные задачи данной работы:

1. Изучение физико-механических и теплофизических свойств многолетнемерзлых грунтов, а также их взаимодействия с трубопроводами.
2. Анализ преимуществ и недостатков существующих технологических схем капитального ремонта и выбор наиболее эффективного для применения в

					Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харитонов М. В.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Какушкин Ю. А.					13	114
Консульт.						НИ ТПУ ИПР		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				ТХНГ гр. 2БМ4А		

условиях многолетнемерзлых грунтов.

3. Анализ причин аварийности локального магистрального газопровода «».

4. Выбор участка для капитального ремонта и пути его совершенствования на выбранном участке.

Основные результаты работы представляют собой анализ и причины аварийности локального магистрального газопровода «  
» и предложения по совершенствованию капитального ремонта трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах.

					Введение	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

# ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

## 1.1 Распространение многолетнемерзлых грунтов

«Вечная мерзлота» (многолетняя криолитозона) – часть криолитозоны, характеризующаяся отсутствием периодического протаивания. Общая площадь многолетней мерзлоты на Земле – 35 млн. км<sup>2</sup> [12].

Многолетнемерзлым называют грунт, находящийся в мерзлом состоянии от 3 лет до нескольких тысячелетий.

Вечная мерзлота распространена на огромной территории Северного полушария, на крайнем юге Южного полушария (Антарктида) и в некоторых высокогорных районах обоих полушарий.

В России территория, занятая многолетнемерзлыми грунтами, составляет более 70% всей площади страны, в Канаде – около 50, на Аляске – 60, в Монголии – 65, в Китае – 22%. Сюда надо добавить площади с ММГ грунтами в Норвегии, на арктических островах, в Гренландии и Антарктиде и, наконец, под шельфом арктических морей. Всего же на Земном шаре примерно 25% суши находится в мерзлом состоянии [15].

В России к районам многолетнемерзлых грунтов относятся Якутия, Магаданская область, большая часть Иркутской и Читинской областей, Хабаровского и Красноярского краев, частично Свердловская и Тюменская области и Бурятия. Чем больше среднегодовая отрицательная температура воздуха и, следовательно, температура грунта на уровне их нулевых значений, тем больше толща многолетнемерзлых грунтов (Рисунок 1). В отдельных пунктах России многолетнемерзлые грунты встречаются на глубине 350 м (Мархинская скважина в Якутии). Выделяют **арктическую, субарктическую, умеренно холодную и южную зоны** распространения ММГ [6].

					Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Харитонов М. В.			Глава 1. Литературный обзор	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Какушкин Ю. А.					15	114
Консульт.						НИ ТПУ ИПР		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.				ТХНГ гр. 2БМ4А		

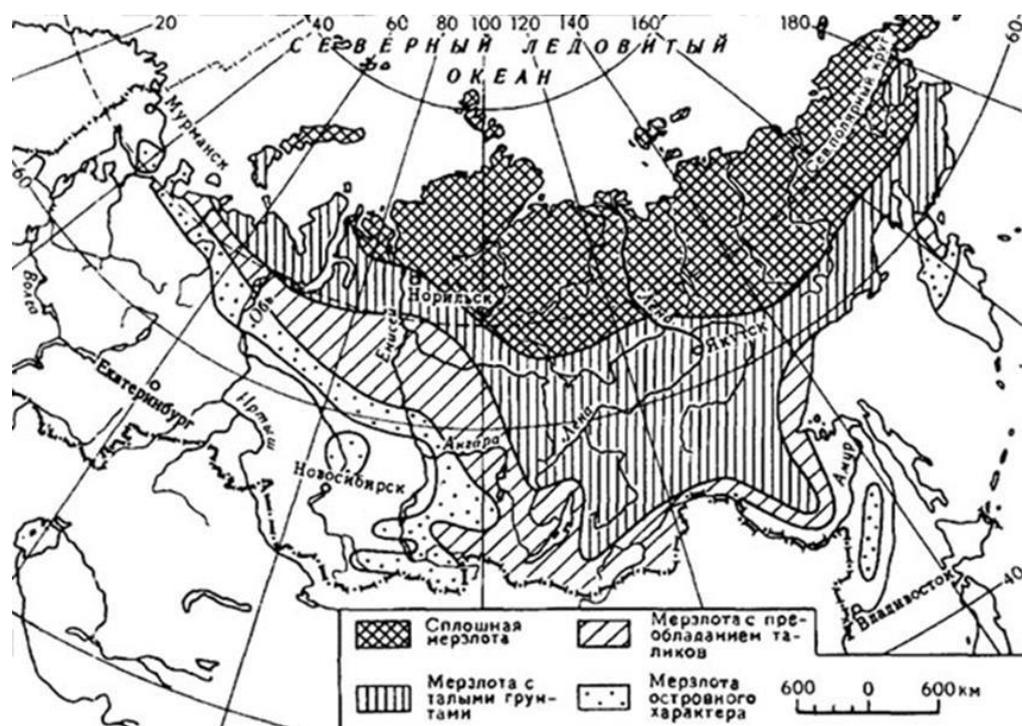


Рисунок 1 – Распространение ММГ на территории России

## 1.2 Классификация многолетнемерзлых грунтов по их состоянию в момент разработки

Подразделение и наименование разновидностей мерзлых грунтов те же, что и грунтов немерзлых. Выделяются грунты крупнообломочные (валунные, галечниковые, гравийные), песчаные различной крупности и глинистые, включающие супеси, суглинки, глины, а также лессовые грунты и илы. Отдельно выделяются засоленные и биогенные (зоторфованные) грунты [2].

Классификацию грунтов, в том числе и мерзлых, определяет ГОСТ 25-100-95. В этой работе рассмотрены лишь показатели мерзлых грунтов, определяющие их разработку машинами и механизмами.

По степени цементации мерзлые грунты разделяются на **твердомерзлые**, **пластично-мерзлые** и **сыпучемерзлые**. Такое разделение проводится в зависимости от количества незамерзшей воды и температуры и характеризуется сжимаемостью.

**Твердомерзлые грунты**, прочно сцементированные льдом. Характеризуются несжимаемостью и хрупким разрушением. Температура

									Лист
									16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Глава 1. Литературный обзор				

твердомерзлых грунтов ниже температуры перехода грунтов из пластично-мерзлого в твердомерзлое состояние при замерзании: супеси (-0,6°C), суглинки (-1,0°C) и глины (-1,5°C).

**Пластично-мерзлые грунты**, слабо сцементированные льдом, обладают вязкими свойствами и способностью сжиматься под нагрузкой. Эти грунты имеют небольшую отрицательную температуру в диапазоне от начала замерзания грунта до начала твердомерзлого состояния.

**Сыпучемерзлые грунты** (крупнообломочные и песчаные) имеют низкую прочность, так как не сцементированы льдом вследствие малой влажности [13].

Подразделение грунтов на твердомерзлые и пластичномерзлые сделано исходя из оценки их поведения под нагрузками: осадки твердомерзлых грунтов будут пренебрежимо малы, тогда как пластичномерзлые грунты могут давать значительные осадки, которые следует учитывать при геотехнических расчетах.

Скальные и полускальные грунты, т.е. грунты с жесткими кристаллизационными или цементационными структурными связями, по-разному реагируют на изменение температуры от отрицательного к положительному значению. Невыветрелые породы, не содержащие включений льда, при изменении температуры своих свойств не меняют. Такие породы обычно обладают повышенной прочностью и являются самым надежным основанием.

Иначе обстоит дело с полускальными грунтами – песчаниками, известняками, алевролитами, аргиллитами и др. В верхних горизонтах, т.е. на глубинах, в пределах которых грунты обычно используются в качестве оснований, полускальные породы подвержены интенсивному выветриванию и диспергации, что вызывается как механическими, так и химическими процессами. Образовавшиеся микро- и макротрещины и поры оказываются заполненными льдом. В мерзлом состоянии полускальные грунты обладают высокой прочностью, приближаясь по своим механическим свойствам к скальным породам. При оттаивании они резко снижают свою прочность, могут превращаться в труху и становиться просадочными.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Реологическими свойствами обладают все виды мерзлых грунтов, включая полускальные [15].

### 1.3 Физико-механические и теплофизические свойства многолетнемерзлых грунтов

Эксплуатационная надежность сооружений (трубопроводов, насосных и компрессорных станций, производственных зданий и др.) зависит от того, как будут учтены особенности мерзлых грунтов при оттаивании, повторном замерзании, вновь оттаивании и т.д. Процесс оттаивание – замерзание наиболее неблагоприятное сказывается на прочности и устойчивости конструкций. Знание основных **физико-механических и тепловых характеристик грунтов** позволяет избежать возможных аварийных ситуаций в период эксплуатации нефтегазовых сооружений. [5]

Мерзлые грунты являются многокомпонентной системой взаимосвязано связанных между собой частиц: твердых – минеральных, пластичных – льда, жидких – незамерзшей воды и газообразных. Поэтому при определении опытным путем их **физических свойств** и состояния необходимо как минимум определить четыре основных показателя:

- объемный вес мерзлого грунта естественной ненарушенной структуры  $\gamma$ , Н/м<sup>3</sup>;
- суммарную весовую влажность грунта  $W_c$  (в долях единицы);
- удельный вес твердых частиц  $\gamma_{уд}$ , Н/м<sup>3</sup>;
- весовое содержание незамерзшей воды  $W_n$  (в долях единицы), или заменяющую ее относительную льдистость мерзлого грунта  $i$ , равную отношению веса льда к весу всей воды, содержащейся в мерзлом грунте.

Определение **объемного веса** мерзлого грунта  $\gamma$  – важнейшей характеристик природной уплотненности мерзлых грунтов производится при отрицательной температуре воздуха на образцах, взятых специальным грунтоносом. Либо с помощью гидростатического взвешивания куска мерзлого грунта в охлажденном керосине, или из шурфа, вырубленного на данной глубине

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(например, на уровне заложения фундаментов), с тщательным собиранием всего вырубленного грунта и с последующим взвешиванием его (например, в ящике или бочонке) и замером с помощью метра сторон вырубленного параллелепипеда.

При любом из отмеченных способов объемный вес мерзлого грунта определяется из соотношения:

$$\gamma_{\text{гр}} = \frac{P_{\text{гр}}}{V_{\text{гр}}} \quad (1)$$

где  $P_{\text{гр}}$  – вес образца мерзлого грунта ненарушенной структуры;

$V_{\text{гр}}$  – объем того же образца грунта.

**Суммарная влажность  $W_c$  ММГ** определяется по формуле:

$$W_c = W_b + W_r, \quad (2)$$

где  $W_b$  и  $W_r$  – параметры влажности за счет включений льда и прослоек мерзлого грунта соответственно.

Влажность  $W_r$  определяются по тщательно отобраным пробам минерального грунта (между прослойками льда), а влажность включений льда  $W_b$  – по опытным замерам прослоек льда.

**Удельный вес твердых частиц мерзлых грунтов  $\gamma_{\text{уд}}$**  определяется обычным методом с помощью пикнометра для образцов грунта нарушенной структуры.

Важнейшей характеристикой фазового состава мерзлых и многолетнемерзлых грунтов является их льдистость, соответствующая природной температуре грунта.

**Относительная весовая льдистость  $i$**  (по отношению к весу высушенного грунта) определяется выражением:

$$i = 1 - \frac{W_n}{W_c} \quad (3)$$

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где  $W_H$  и  $W_C$  – соответственно содержание незамерзшей воды в мерзлом грунте и его суммарная влажность.

Существенной характеристикой мерзлых грунтов является их объемная льдистость, т.е. отношение объема льда, содержащегося в мерзлом грунте, к объему мерзлого грунта.

Так как вес воды в единице объема грунта равен весовой влажности грунта, умноженной на объемный вес частиц грунта, то для определения величины объемной льдистости мерзлых грунтов можно использовать соотношение:

$$i_{об} = \frac{(W_C - W_H) \cdot \gamma}{(1 + W_C) \cdot \gamma_L} \quad (4)$$

где  $\gamma_L$  – удельный вес льда [4].

К **механическим свойствам** мерзлых грунтов относятся:

**Абразивность** – это способность грунта изнашивать контактирующие с ним поверхности землеройных машин. Абразивное изнашивание рабочих органов землеройных машин происходит в результате процессов микрорезания и микропластического деформирования металлов абразивным телом, которым является **многолетнемерзлый грунт**. Микропластическое деформирование металла является следствием значительных контактных напряжений и повышенных температур. Микропластическое деформирование имеет место, если частицы твердой фазы грунта(абразив) имеют твердость больше, чем у металла, а частицы твердой фазы – заострены. Микрорезание происходит, если отношение твердости поверхностного слоя металла к твердости абразива составляет менее 0,5. Во всех других случаях имеет место микропластическое деформирование и усталостное разрушение поверхностного слоя.

С понижением температуры грунта возрастает твердость льда-цемента, составляющая 7 ГПа при температуре  $-30^{\circ}\text{C}$ . В любом случае, чем ниже температура, тем абразивнее грунт.

**Разрыхляемость** – это способность грунта увеличиваться в объеме в результате нарушения структурных связей при разработке. Разрыхляемость грунтов оценивают коэффициентом разрыхления, равным отношению объема

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разрыхленного грунта к тому объему, который он занимал в массиве. Значения коэффициента разрыхления для **многолетнемерзлых и сезонно-мерзлых грунтов** составляют 1,3 - 2,0; для талых грунтов 1,1 – 1,3; а для взорванных полускальных и скальных пород 1,1 – 1,2 при взрывании «на встряхивание» и 1,3 – 1,5 при взрывании на развал.

**Угол естественного откоса** – это угол у основания конуса, получаемого при отсыпке грунта. Сухой сыпучий и переувлажненный сезонно-талый грунты имеют меньший угол естественного откоса, чем грунты естественной влажности. У глинистых грунтов с увеличением влажности уменьшается угол естественного откоса. Для разрыхленных ММГ и сезонно-мерзлых грунтов угол естественного откоса составляет 40-60° в зависимости от размеров разрыхленных элементов грунта. Угол естественного откоса ММГ больше, чем талых.

**Прилипаемость** – это свойство грунта (сезонно-талого переувлажненного состояния) прилипнуть к рабочим органам машин. Для суглинистых грунтов прочность прилипания составляет 0,07 – 0,09 МПа при влажности 17 – 23%, для глинистых 0,012 – 0,014 МПа при влажности 20 – 28%. Производительность одноковшовых экскаваторов при разработке сезонно-талых переувлажненных грунтов уменьшается на 15 – 25%.

**Примерзаемость** – это свойство грунта примерзнуть к рабочим органам машин, т.е. происходит твердение оттаявшего слоя многолетнемерзлого и сезонно-мерзлого грунтов. Прочность примерзания при температуре -25°С составляет для суглинков 1,6МПа при влажности 20 – 25%, а для глин – 2,1 МПа при влажности 26-31%. С понижением температуры ММГ прочность возрастает и составляет 2,5 – 3,0 МПа при температуре -50°С. Большие значения прочности примерзания и прилипания отмечены при разработке полностью влагонасыщенных многолетнемерзлых грунтов [18].

**Углы внутреннего и внешнего трения** при разработке многолетнемерзлых грунтов является характеристикой коэффициентов трения грунта.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициенты трения грунта по грунту  $f_1$  внешнего трения разрыхленного грунта по грунту  $f_p$  и внешнего трения грунта по металлу  $f$  зависят от льдистости (влажности) и температуры грунта, состояния поверхностей трения, давления, скорости процесса и других факторов. Для процессов рыхления многолетнемерзлых грунтов важны значения коэффициентов внешнего трения грунта по стали и по грунту, определяемые при полной влажности грунта в значительном диапазоне отрицательных температур. С понижением температуры грунта до  $-40^{\circ}\text{C}$  коэффициент внешнего трения грунта по грунту для всех разновидностей грунтов уменьшается. Большой коэффициент внешнего трения имеют глинистые грунты, меньший песчаные.

При разработке многолетнемерзлых грунтов отмечены процессы «сухого» и «жидкостного» трения вследствие таяния льда-цемента на контакте рабочий орган – грунт. В результате давления со стороны рабочего органа на поверхности грунта образуется водяная пленка, выполняющая роль смазки и уменьшающая сила трения. Эта жидкостная смазка появляется не только под действием давления, но и в результате теплоты, выделяющейся при разрушении грунта и нагревании рабочего органа [37].

Основными показателями **теплофизических свойств** грунтов являются объемная теплоемкость, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности.

**Объемная теплоемкость** талых грунтов выше, чем мерзлых, в 1,2 – 1,5 раза при одинаковой влажности, что объясняется приблизительно в 2 меньшей раза теплоемкостью льда по сравнению с теплоемкостью воды. Большие значения теплоемкости имеют грунты с большей плотностью  $\rho$  твердой фазы. Объемная теплоемкость глинистых грунтов изменяется в пределах  $(1,7 - 3,5) \cdot 10^6$  Дж/(м<sup>3</sup>К) при изменении относительной влажности от 0,2 до 0,35.

**Коэффициент теплопроводности Вт/(мК)** – это отношение количества теплоты, перенесенного через изотермическую поверхность  $q$  к градиенту температуры  $|\text{grad}T|$ .

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент теплопроводности мерзлых глинистых грунтов больше коэффициента теплопроводности талых грунтов в 1,05 – 1,5 раза. По абсолютному значению коэффициент теплопроводности суспенчатых грунтов в среднем на 15% больше коэффициента теплопроводности суглинистых и глинистых грунтов, а коэффициент теплопроводности песчаного грунта больше коэффициента теплопроводности супесчаного.

Коэффициент теплопроводности возрастает с увеличением влажности грунта, так как вода, заполняющая поры и вытесняющая из них воздух, обладает большим коэффициентом теплопроводности, чем воздух. В мерзлых грунтах большая часть воды переходит в лед, коэффициент теплопроводности которого равен 2,33 Вт/(мК), т.е в 4 раза больше, чем у воды. Коэффициент теплопроводности при влажности  $W \geq 0,2$  для мерзлых глинистых грунтов составляет 1,2 – 2,0 Вт/(мК).

Коэффициент температуропроводности ( $m^2/c$ ) – это отношение коэффициента теплопроводности грунта к его объемной теплоемкости.

Коэффициент температуропроводности мерзлого грунта мало зависит от отрицательной температуры грунта. С возрастанием влажности грунта до полной влагоемкости коэффициент температуропроводности имеет следующие значения: для суспенчатых грунтов при  $W = 0,2...0,3$  и  $a=7,4 \cdot 10^{-7} m^2/c$  для глинистых грунтов при  $W = 0,25...0,35$ . При дальнейшем увеличении влажности коэффициент температуропроводности мерзлых глинистых грунтов уменьшается. Указанная закономерность характерна и для талых и для мерзлых грунтов. Для песчаных грунтов максимум влажности до  $W= 0,25$  не установлен. Коэффициент температуропроводности песчаных грунтов в отличие от глинистых существенно зависит от плотности грунта. Коэффициент температуропроводности мерзлых грунтов в среднем в 1,4 раза больше коэффициента температуропроводности талых [13].

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 1.4 Особенности взаимодействия трубопроводов с мерзлыми грунтами

Освоение нефтегазовых месторождений Крайнего Севера и Сибири обусловлено строительством магистральных трубопроводов от месторождения газа и нефти к местам их потребления. Строительство уже первых газопроводов на многолетнемерзлых грунтах показало, что стандартные методы проектирования и строительства не могут дать тот уровень надежности, который требуется для магистральных трубопроводов.

Перечислим наиболее важные из них. Имеется в виду только проблемы, связанные с влиянием на работоспособность трубопроводов многолетнемерзлого грунта.

Эксплуатация трубопровода может осуществляться с пропуском по нему продукта, с температурой ниже и выше 0 °С. В первом случае условия эксплуатации не меняются, так как оттаивание мерзлого грунта не происходит. Во втором случае между грунтом и трубопроводом появляется тепловой поток, который со временем ведет к оттаиванию грунта вокруг трубы (Рисунок 2).

Если бы мерзлые грунты вокруг трубопровода были однородными на всем протяжении, то оттаивание было бы и не особенно опасным, так как трубопровод оседал равномерно по всей длине (или всплывал) в оттаивающем слое [18].

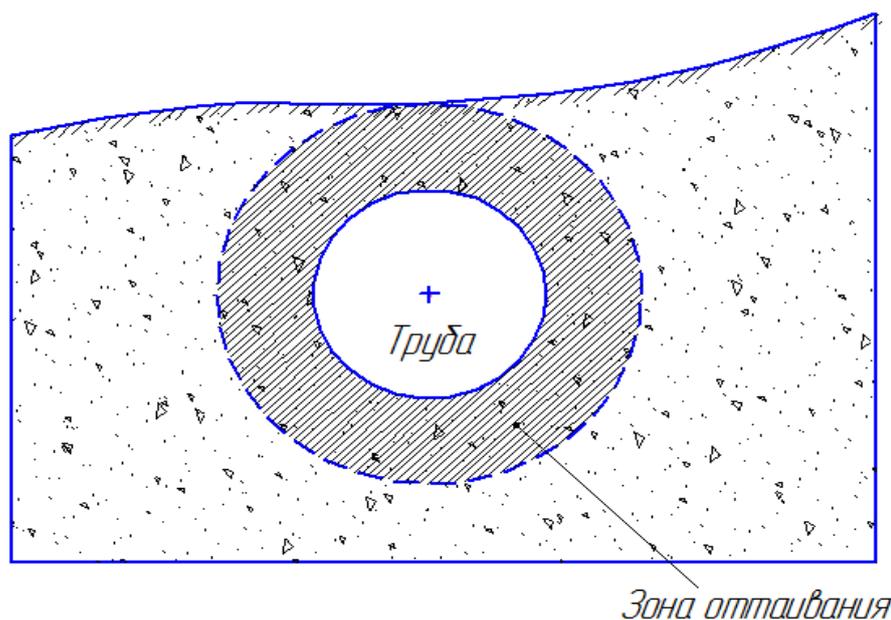


Рисунок 2 – Оттаивание мерзлого грунта вокруг трубопровода

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24



привести к появлению в материале труб столь значительных продольных усилий, что труба в сечении разорвется.

Таким образом, если грунт вокруг трубопровода будет оттаивать и снова смерзаться, положение трубопровода по сравнению с начальным может значительно измениться, а статические условия его работы окажутся очень далекими от расчетных. Последнее, конечно, будет в том случае, если описанные явления не были учтены при проектировании.

Каждый подземный трубопровод покрывается специальной противокоррозионной изоляцией. Естественно, что несколько подобных замерзаний и оттаиваний с возникновением касательных напряжений полностью разрушат изоляционное покрытие. Поэтому, рассматривая взаимодействие подземного трубопровода с грунтом, нельзя оставлять без внимания и вопросы прочности изоляции, подвергающейся воздействию касательных напряжений.

В зоне распространения мерзлых грунтов имеются участки с буграми пучения. Особенностью их является то, что они замерзают сверху, а подток воды образуется снизу (Рисунок 4). Непрерывно намерзая снизу, лед выпирает грунт, расположенный выше. В замерзшем грунте возникают столь значительные напряжения, что бугор пучения иногда взрывается или, как говорят, «стреляет». Если в таком бугре расположить подземный трубопровод, он обязательно разорвется даже при сохранении мерзлоты с момента укладки трубопровода. Поэтому укладка трубопровода в буграх пучения не допускается или принимается очень сложные и дорогостоящие меры для ликвидации бугра пучения.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

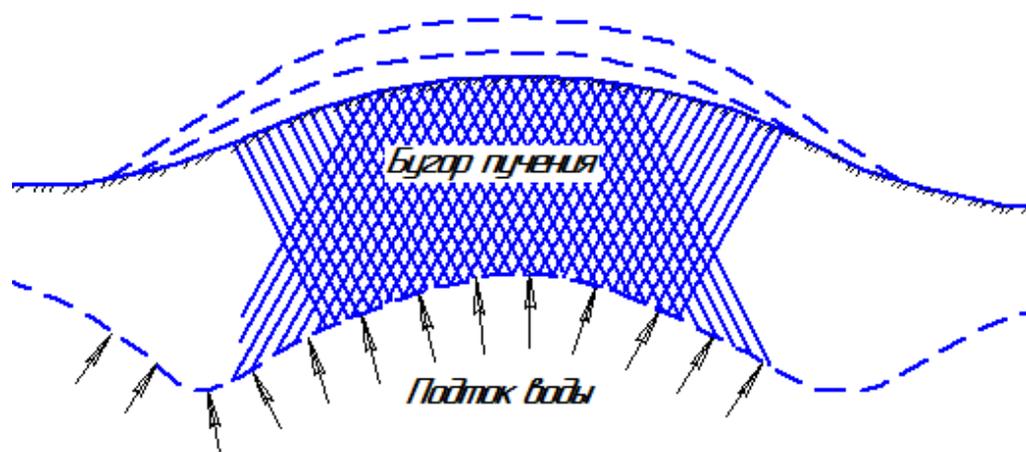


Рисунок 4 – Образование бугра пучения

При наземной схеме трубопровод может сооружаться в насыпи с теплозащитным экраном 3. В этом случае непосредственный контакт труб с мерзлыми грунтом исключается. Однако это не означает, что никаких проблем для обеспечения надежной эксплуатации трубопровода не возникает [8].

Если строительство было осуществлено в зимний период, то летом вследствие оттаивания мерзлого грунта в пределах деятельного слоя возможно оседание насыпи и трубопровода. Причем в разных сечениях осадки будут различными. Если в каких-то сечениях труба перемещается меньше, чем насыпь, начнется обтекание трубы грунтом насыпи. В результате на отдельных участках насыпь может «провалиться», и труба как бы всплывает на поверхность. Таким образом, запроектированная конструкция окажется разрушенной.

Если в трубопроводе находится продукт с отрицательной температурой, то это будет способствовать сохранению устойчивости как насыпи, так и мерзлого грунта, на котором отсыпана насыпь. Если перекачиваемый продукт с положительной температурой, то начнется протаивание мерзлого грунта под насыпью с образованием ореола протаивания.

При надземной схеме трубопровод укладывается на свайные опоры, заглубляемые в мерзлый грунт. В этом случае взаимодействия трубопровода с грунтом как механические, так и тепловые полностью исключены. Трубопровод является лишь нагрузкой на сваи и расчет его устойчивости на мерзлом грунте сводится к расчету устойчивости свай, на которое действуют вертикальные и

горизонтальные нагрузки. Поскольку тепловое воздействие труб на грунт исключено, то мерзлый грунт претерпевает лишь те изменения, которые характерны для него в естественном состоянии. Поэтому применение схемы укладки трубопровода на опорах возможно на мерзлых грунтах любых типов. Но это не означает, что такая схема решает полностью проблему строительства трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах. Возникает много проблем, связанных с обеспечением надежной работы трубопровода на опорах, с надежной и устойчивой работой опор.

Таким образом, можно сказать, что на мерзлых грунтах допустимо применение любой из перечисленных схем. В каждом случае необходим тщательный учет всех факторов, влияющих на сохранение особенностей любой конструктивной схемы в течение всего периода эксплуатации. В настоящее время разработаны методы, позволяющие выполнить расчет устойчивости трубопровода при любой схеме укладки. Однако часто проектировщикам недостает исходных данных, которые должны определяться при изысканиях по намеченной трассе. Поскольку магистральный трубопровод является линейно-протяженным объектом, то такие изыскания проводить в полном объеме сложно. Однако они необходимы, иначе ни при какой из конструктивных схем нельзя дать гарантии в том, что запроектированный трубопровод будет надежным. Об этом говорит и опыт эксплуатации трубопроводов всех конструктивных схем на мерзлых грунтах.

При замерзании мелкозернистых грунтов после оттаивания деятельного его слоя вследствие увеличения объема замерзшей воды, а также в результате притока воды из незамерзающих слоев и замерзания ее происходит общее увеличение объема грунта, называемое пучением. Грунты с разными свойствами имеют различное пучение. Поэтому трубопровод на своем протяжении может подвергаться разным воздействиям от пучения. Подъем поверхности грунта зависит от глубины оттаивания, влажности грунта, скорости замерзания и колеблется в пределах нескольких сантиметров, достигая иногда 20-30 см.

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Если по трубопроводу перекачивается газ или иной продукт, температура каждого не обеспечивает сохранения стабильного состояния мерзлого грунта (постоянно мерзлого или постоянно талого), то трубопровод необходимо прокладывать на глубине, превышающей глубину сезонного протаивания. В противном случае при периодических оттаиваниях и замерзаниях грунта трубопровод может быть разрушен силами морозного пучения [5].

					Глава 1. Литературный обзор	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ГЛАВА 2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Основные характеристики магистрального газопровода

« [REDACTED] »

Локальный МГ « [REDACTED] » эксплуатируется с [REDACTED] года и обеспечивает природным газом промышленные объекты и города и села центральных районов [REDACTED]. Кроме того, отдельные участки МГ используются для временного хранения газового конденсата. Схема магистрального газопровода « [REDACTED] » представлено на Рисунке 5.

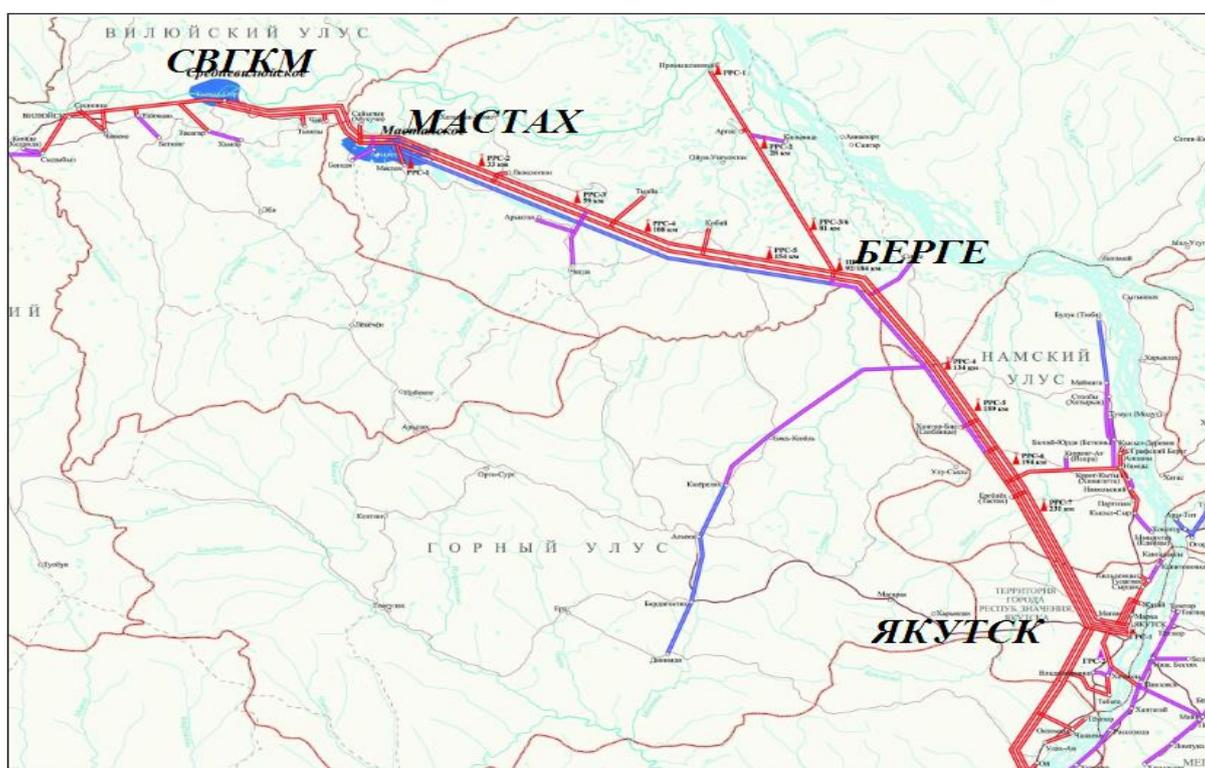


Рисунок 5 – Схема магистрального газопровода « [REDACTED] »

МГ состоит из трех ниток, двух действующих с условным диаметром [REDACTED] и одной строящейся с диаметром [REDACTED] на участке « [REDACTED] ». Протяженность по трассе газопровода [REDACTED], объем перекачиваемого

Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Харитонов М. В.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Какушкин Ю. А.				30	114
Консульт.					НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр. 2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.					
Глава 2. Объект и методы исследования							

природного газа составляет [REDACTED], рабочее давление перекачиваемого продукта равна [REDACTED], толщина стенки трубы составляет от [REDACTED].

В состав магистрального трубопровода входит линейная часть, протяженностью [REDACTED] газораспределительных станций, опорные пункты, системы автоматики и другие инженерные сооружения.

Сырьевой базой для газоснабжения является [REDACTED].  
[REDACTED]. Согласование технологических параметров перекачки между участками « [REDACTED] [REDACTED] » производится путем редуцирования давления газа с [REDACTED]. В составе МГ компрессорные станции отсутствуют, т.к. необходимое давление обеспечивается за счет естественного давления в скважинах на месторождении.

МГ проходит по территории [REDACTED] [REDACTED] районов и территории, находящейся в подчинении [REDACTED].

Эксплуатацию системы магистрального газопровода « [REDACTED] [REDACTED] » двухниточного исполнения осуществляет линейно-производственное управление магистральных газопроводов [REDACTED] [REDACTED] ». Данная газотранспортная система эксплуатируется с 1970 года и обеспечивает газом промышленные объекты и города и села центральных районов Республики Саха (Якутия) [16].

### **2.1.1 Природно-климатические условия эксплуатации исследуемого объекта**

В географическом отношении МГ проходит по правому берегу [REDACTED] [REDACTED] от русловой части. Рельеф равнинный, общим уклоном к [REDACTED] и выраженными долинами водотоков. Отдельные участки представлены всхолмленной местностью, перепад высот достигает [REDACTED]. Генеральное направление трассы – восточное.

Практически на всем протяжении трасса газопровода проходит по территории покрытой лесом с участками заболоченного луга с кустарником и пересекает множество водотоков с постоянным и сезонным стоком, из которых наиболее крупные – ██████████.

Транспортная сеть развита слабо.

Основные сведения по условиям прохождения трассы газопровода приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Сведения об условиях прохождения трассы

Наименование показателей	Единицы измерения	Количество
Заболоченные участки	км	30,2
Участки с многолетнемерзлыми грунтами	км	384
Обводненные участки	км	13,8
Переходы через водные преграды (включая реки, ручьи и озера)	шт.	43
Переходы через автомобильные дороги III-IV категорий	шт.	2
Переходы через коммуникации	шт.	29
Переходы через ЛЭП и ЛС	шт.	3
Лесные массивы	шт.	342,7

Климат района трассы МГ резко континентальный, засушливый. Зима продолжительная, морозная, малоснежная. В центральных районах Якутии в течение декабря и января наблюдается крайне морозная погода (средняя суточная температура воздуха - ниже минус 42,5°С), жестоко морозная (среднесуточная температура воздуха от минус 32,5 °С до минус 42,4 °С) и сильно морозная погода со средней температурой от минус 22,5 °С до минус 32,4 °С.

Лето в Центральной Якутии короткое и жаркое, преобладает засушливая малооблачная погода. Облачная и пасмурная погода с дождями приходится на треть продолжительности лета. Длительность теплого периода составляет примерно 145 дней. Средняя годовая температура колеблется от минус 6°С до минус 11°С. Весной при обилии солнечного света происходит быстрое нагревание выхолаженных малоподвижных воздушных масс, благодаря чему

лето начинается раньше, чем во многих других районах Якутии, осень же наступает позднее. Для весны и осени весьма характерны заморозки. В мае и сентябре около половины всех дней наблюдается погода с заморозками [17].

Летом заморозки бывают редко. Продолжительность безморозного периода – 60-86 дней. Осадков на территории Центральной Якутии выпадает около 200 мм в год, причем основное количество их (до 75 %) приходится на теплый период. Высота снежного покрова достигает в Якутске 7 – 30 см, а в Виллюйске – 40 см. Продолжительность снежного покрова составляет 200 - 225 дней. Водный баланс характеризуется следующими показателями: осадки составляют 275 мм, сток – 60 мм, испарение – 215 мм, коэффициент стока в среднем – 0,20.

### 2.1.2 Данные о сейсмичности

Район трассы МГ относится к территории Сибирской платформы с практически нулевыми значениями сейсмичности и отсутствием условий для возникновения каких-либо глубинных землетрясений. Восточный участок МГ относится к области влияния сейсмоактивных зон хребта Черского (с востока) и Байкало-Станового пояса (с юга и юго-востока), однако и здесь сейсмическая активность слабая – до 3-4 баллов.

### 2.1.3 Данные о геоморфологических и геологических условиях

В соответствии с геоморфологическим районированием декларируемый объект находится в пределах Центрально-Якутской низменной равнины с абсолютными отметками от 150 до 250 м, относительные превышения составляют от 5 до 30 м. Большая часть трассы (до 192 км) проходит по правому берегу ██████████, ██████████ км от русловой части. Эта территория характеризуется равнинным аккумулятивно-денудационным и аккумулятивно-аллювиальным рельефом с общим уклоном к ██████████. Направление трассы на данном участке - восточное. После ██████████ трасса запроектирована в южном направлении. Характер рельефа - аккумулятивно-ледниково-флювиогляциальные и эрозионно-

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аккумулятивные типы равнин. Для современного состояния рельефа рассматриваемой области типична термокарстовая, бугристая и солифлюкционная морфоскульптура, представленная многочисленными формами мезо- и микрорельефа в виде бугров пучения, гидролакколитов и провальных озер. В результате развития термокарста образуются характерные для данной области термокарстовые котловины – «аласы», создающие своеобразный котловинно-аласный рельеф. Широко распространен и эоловый рельеф с незакрепленными движущимися песками, называемыми «тукуланами». Современные бугры и дюны тукуланов медленно передвигаются по направлению господствующих ветров, засыпая озера и болота.

В геологическом отношении район относится к Вилюйской синеклизе, охватывающей бассейн нижнего течения реки Вилюй. Синеклиза выполнена мощной толщей терригенных пород мезозоя и имеет форму, близкую к треугольной, простираение оси юго-западное. В пределах синеклизы выделяется ряд поднятий и впадин: [REDACTED]

Центрально-Якутская равнина с поверхности сложена сильнольдистыми озерно-аллювиальными отложениями, эоловыми песками и лессовидными суглинками, содержащими жильные льды. Она подразделяется на два уровня: более древнюю возвышенную эрозионно- денудационную поверхность, занимающую окраины области, и вложенную в нее, более молодую террасовую поверхность, занимающую центральную и наиболее пониженную часть равнины. Террасовая поверхность соответствует распространению древних террас Лены, Вилюя и Алдана и покрыта сетью древних долин различных возрастных генераций. Абсолютные высоты низменной террасовой равнины изменяются от 60 до 200 м, а поверхность возвышенной равнины имеет отметки до 300 - 400 м. Отличительной особенностью последней является более сильное и глубокое расчленение и меньшая заболоченность.

В пределах рассматриваемого региона повсеместно развиты многолетнемерзлые породы, мощность которых варьирует от 50 до 500 м.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура мерзлых пород изменчива и прослеживается в диапазоне от минус 0,1 до плюс 3,5 °С. На поймах и террасах рек [REDACTED] отмечается наличие локальных таликов. Глубина сезонного протаивания грунтов достигает 0,5 - 3 м и зависит от рельефа, экспозиции склона и типа почв. Среднемесячная минимальная температура почвы составляет минус 10 °С, а средняя годовая минус 4 °С.

#### 2.1.4 Данные о гидрогеологических условиях

Согласно гидрогеологическому районированию Восточной Сибири, трасса МГ расположена в пределах Лено-Вилуйского артезианского бассейна и пересекает три различных по условиям формирования таликовых вод районов: [REDACTED]

В области распространения многолетнемерзлых горных пород различают над-, меж- и подмерзлотные воды. На полосе проектируемой трассы МГ наибольшее внимание привлекают надмерзлотные воды, так как неглубокое залегание этих вод приводит к тому, что они реагируют на любые нарушения природных условий. Вырубка леса, застройка и планировка территорий, возведение дорог, прокладка трубопроводов и т.д. – все это нарушает естественный характер стока, аккумуляции и разгрузки надмерзлотных вод, изменяет их химический состав, время существования, а также мощность и глубину залегания надмерзлотных водоносных горизонтов [34].

Надмерзлотные воды формируются на кровле мерзлых горных пород, служащих для них криогенным водоупором и широко развиты в песчано-галечных и песчано-супесчаных отложениях. Надмерзлотные воды исследуемой территории отнесены к засушливой подзоне зоны с весьма замедленным стоком, где величина испаряемости значительно превышает количество атмосферных осадков (коэффициент увлажнения  $<0,2$ ). Недостаток атмосферного питания обуславливает островное развитие как надмерзлотных грунтовых вод, так и надмерзлотной верховодки. Как правило, надмерзлотные воды приурочены лишь к пониженным участкам местности, концентрируясь в ложбинах и полосах

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

стока, а также в таликовых участках рек и озер. Мощность водоносных горизонтов изменяется от нескольких сантиметров до 1 м и более. При неполном его промерзании зимой воды приобретают криогенный напор. На участках разгрузки надмерзлотных вод формируются наледи и сезонные бугры пучения. Засушливость климата способствует формированию надмерзлотных вод преимущественно хлоридно-гидрокарбонатного кальциево-магниевого состава и относительно повышенной минерализации (до 0,3 - 0,7 г/л).

Надмерзлотные воды по длительности существования водоупоров различают на два основных подтипа: надмерзлотную верховодку и надмерзлотные грунтовые воды. Первые формируются на сезонных криогенных водоупорах, вторые на многолетних криогенных водоупорах. Далее первый подтип надмерзлотных вод подразделяется на два вида: надмерзлотную верховодку сезонно-талого слоя и сезонно-мерзлого слоя.

Надмерзлотная верховодка сезонно-талого слоя формируется вне таликовых участков области распространения многолетнемерзлых пород и подразделяется на два подвида: непромерзающую и промерзающую. Первый подвид верховодки сезонно-талого слоя характерен для хорошо дренированных участков. В зимний период на таких участках ресурсы надмерзлотной верховодки быстро истощаются, и она не захватывается по этой причине промерзанием, т.е. существует сезонно. Второй подвид характерен для слабодренированных участков, где сток надмерзлотной верховодки сезонно-талого слоя замедлен. Здесь она подвергается зимнему промерзанию и приобретает криогенный напор, который существует до полного ее перемерзания.

Надмерзлотная верховодка сезонно-мерзлого слоя формируется на таликовых участках. Нижним криогенным водоупором для нее служит неоттаявшая часть сезонно-мерзлого слоя. На трассе газопровода сухие и водоносные надмерзлотные талики чаще всего встречаются на площадях развития тукуланов на междуречье рек Лунгхи и Баппагая. Максимальная мощность таликов достигает 40 - 60 м. при этом массивы многолетнемерзлых

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пород имеют мощность 270 - 340 м. Разгрузка подземных вод таликов производится на поверхности высокой поймы р.Вилюя и р.Лунгхи в виде временных и постоянных источников, образующих наледи, которые исчезают к середине лета. Максимальный дебит обследованных постоянно действующих источников в среднем составляет до 100 л/с, что свидетельствует о значительных ресурсах подземных вод и их интенсивном питании. Химический состав и минерализация таликовых вод идентичны поверхностным водам района и резко отличается от химического состава и минерализации подмерзлотных вод юрских и верхне-среднетриасовых водоносных горизонтов, что указывает на отсутствие связи подземных вод таликов и подмерзлотных вод и подтверждает несквозной характер таликов. Такие же надмерзлотные водоносные талики эпизодически встречаются на склоновых песчаных массивов денудационной равнины на левобережье р. Лены.

Надмерзлотные воды сезонноталого слоя распространены только в местах, где пески закреплены слабым почвенным покровом и сосновым лесом. Сток этих вод направлен в сторону озерных понижений, долин ручей и к участкам развития перевеваемых песков. Отсутствие надмерзлотных вод сезонно-талого слоя на площадях, не закрепленных растительностью песков, можно объяснить свободной инфильтрацией атмосферных осадков и конденсационных вод в таликовую водоносную зону ввиду интенсивного и быстрого протаивания здесь сезонно-мерзлого слоя в теплый период года. На участках, где пески закреплены почвенным слоем и лиственничным лесом, формированию надмерзлотных вод сезонно-талого слоя препятствует незначительная глубина сезонного протаивания и отсутствие инфильтрации. Выпадавшие осадки скапливаются в поверхностной части разреза, вызывая большую заболоченность подобных участков.

Площади распространения тукуланов можно рассматривать как своеобразное месторождение пресных вод криолитозоны с весьма значительным эксплуатационным ресурсом [35].

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.1.5 Данные о гидрологических условиях

Водный фонд рассматриваемого района на всем протяжении трассы МГ представлен как речными, так и озерными экосистемами. Озера по сравнению с реками имеют очень замедленный водообмен, поэтому при формировании их химического состава даже в сходных с реками климатических и геохимических условиях между ними наблюдаются значительные различия.

Речные экосистемы. В районе трассы МГ протекает около 40 водотоков. Часть из них является крупными: левобережные притоки 1-2 порядка реки Лена и правобережный приток 1 порядка [REDACTED]. Остальные реки невелики, из них 23 – пересыхающие в летне-осеннюю межень.

Для всех водотоков характерны пологие склоны, хорошо развитая пойма, невысокие скорости течения и преобладание легкофильтрующих почвогрунтов. По типу питания они относятся к водотокам смешанного снегового питания (до 50-70 %), величина стока в мае-июне значительна и в среднем составляет 80-90 %. Объемы стока в летне-осенний период малы. Сток начинается весной с переходом температуры воздуха через 0°C. Начало ледохода в районе исследования наблюдается во второй половине мая. Весеннее половодье идет 10-15 дней после ледохода и сопровождается 1-2 пиками. В период половодья пойма занимает обширную территорию. Высокий уровень в притоках держится 20 дней за счет подпора вод р. Лена. С падением уровня водотоки мелеют, мелкие участки пересыхают. Величина зимнего стока, в общем объеме, не превышает 0,1 %.

Вода рек в районе строительства относится к маломинерализованной (до 200 мг/л). Самые низкие значения минерализации воды наблюдаются в период половодья (от 38,6 до 93,5 мг/л). В летнем режиме минерализация воды повышается до 122,0-124,0 мг/л, а в период летне-осенней межени она доходит до 168,0 мг/л. Все реки, прилегающие к зоне проектируемого МГ, относятся ко второй зоне мутности, т.е. взвешенные веществ составляют в пределах 25-50

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мг/л. В ионном составе воды выражено преобладание карбонатных ионов (74-124 мг/л).

Содержание хлоридов и сульфатов невелико и составляет по хлору от 1,3 до 3,4 мг/л, по сульфатам 4,6-16,1 мг/л. В катионном составе велика роль кальция. Их содержание определено на уровне 13 - 17 мг/л - в крупных и 16 - 27 мг/л - в мелких притоках. В районе исследования возможно увеличение концентрации катионов магния за счет смыва сточных вод почвогрунтов с водосборного бассейна. По показателям жесткости вода водотоков подразделяется на две группы: очень мягкие 0,62 мг-экв/л (более крупные водотоки) и мягкие 1,5 мг-экв/л (мелкие). В рассматриваемых водотоках значение рН меняется в пределах 7,08-7,57, т.е. воды рек относятся к категории нейтрально-слабощелочных вод. Содержание нитратов в воде водотоков в среднем составляет 0,05 мг/л с незначительными колебаниями по сезонам года. Содержание нитритного азота имеет низкую концентрацию и в среднем достигает до 0,001 мг/л, при максимальной – до 0,007 мг/л в период половодья. Величина общего железа на всех исследованных участках незначительна (0,05 – 0,09 мг/л) и практически остается постоянной. Концентрация фосфатов колеблется в пределах от 0,003 до 0,005 мг/л. В целом концентрация биогенных элементов низка.

Озерные экосистемы. Озерный фонд рассматриваемой территории представлен большими и малыми водоемами. Основная часть озер расположена в пределах Центрально Якутской низменности долины р. Лены. Озера с глубинами от 1 до 9 м, имеют незначительное зарастание жесткой растительностью. Происхождение многих озер термокарстовое. По характеристике водного режима преобладают сточные и бессточные озера. Они охвачены процессами интенсивного усыхания и осолонения, в результате чего меньшие из них потеряли свое рыбохозяйственное значение. По химическому составу и степени минерализации воды озера довольно разнообразны.

Ниджилинская группа озер представлена озерами Ниджили и Баранатталаах. Последнее озеро является проточным, в него впадает р. Тарын-

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Юрях. Летом река высыхает и сток прекращается. Площадь водоема составляет около 3540 га. Наибольшая длина - 14,7 км, при средней ширине около 4,2 км. Средняя глубина озера равна 2,8 м, наибольшая - 5,3 м. Донные отложения озера представлены в основном опесчаненными илами. Минерализация воды низкая и составляет около 75,3 мг/л.

██████████ группы расположены в междуречье ██████████ и ее правого притока ██████████. Небольшие озера расположены компактной группой с крупными водоемами на протяжении с севера на юг - 15 км и с запада на восток - 19 км. Основная часть озер ██████████ группы – это бессточные водоемы, а в период весенних половодий они соединяются между собой временными протоками. К крупным сточным озерам этой группы относятся ██████████. Наблюдается процесс усыхания озер этой группы.

Все эти условия, безусловно, накладывают свою специфику в период строительства и ремонта трубопроводной системы и обуславливают достаточно жесткий подход при выборе технологических режимов работы газопровода, основного и вспомогательного оборудования.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 2.2 Существующие технологические схемы капитального ремонта магистральных газопроводов

### 2.2.1 Способы ремонта линейной части магистральных трубопроводов

Капитальный ремонт линейной части магистральных газопроводов – это комплекс организационно-технических мероприятий, который состоит из работ, не меняющих главные проектные показатели газопровода (производительность, проектное рабочее давление и вид транспортируемого продукта), связанные с восстановлением отдельных узлов, частей, деталей, инженерно-технического оборудования конструкций, или заменой их вследствие физического износа или разрушения на более экономичные и долговечные, которые улучшают их эксплуатационные показатели, а также восстановлением технических, проектных и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа.[28]

Технология капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов – система мероприятий технологической последовательности взаимосвязанных и взаимозависимых операций производства комплекса работ по восстановлению проектных, технических и эксплуатационных показателей линейной части магистральных газопроводов.

К основным операциям при производстве ремонта линейной части в технологической последовательности относятся:

- уточнение оси газопровода;
- снятие плодородного слоя почвы, перемещение его во временный отвал и планировка трассы в зоне действия ремонтно-строительного потока;
- вскрытие газопровода;
- удаление старой или дефектной изоляции с поверхности ремонтируемого участка газопровода;
- отбраковка труб – определение мест расположения, типа и параметров дефектов труб и сварных соединений и, при необходимости, их ремонт или замена;

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- производство сварочно-восстановительных работ;
- применение сканера-дефектоскопа перед окончательной очисткой поверхности газопровода;
- нанесение грунтовки;
- нанесение нового изоляционного покрытия;
- укладка газопровода;
- засыпка отремонтированного газопровода;
- восстановление средств ЭХЗ и знаков закрепления трассы;
- техническая рекультивация плодородного слоя почвы.

Капитальный ремонт на магистральных трубопроводах осуществляют в плановом порядке только после составления и утверждения проектно-технической документации.

Основной объем работ при капитальном ремонте магистральных трубопроводов приходится на замену пришедшего в негодность изоляционного покрытия (55-60%) с частичным восстановлением стенки трубы. Для выполнения капитального ремонта газонефтепроводов применяют следующие методы: [29]

- ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу;
- ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи;
- ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы);
- ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее;
- ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу.

## 2.2.2 Основные преимущества и недостатки способов ремонта линейной части трубопроводов

Ремонт магистральных трубопроводов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на восстановление основных фондов объектов трубопроводного транспорта.

Цель ремонта – поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств магистрального трубопровода в целом или его отдельных участков [3].

Ремонт линейной части магистральных трубопроводов по объему и характеру выполняемых работ подразделяется на следующие основные виды:

Аварийный ремонт (внеплановый) – представляет собой работы, связанные с ликвидацией аварий и повреждений на трубопроводах. К внезапному ремонту относятся: ликвидация аварий, возникающих вследствие действия подземной коррозии (каверны, свищи) и из-за разрывов сварных стыков и трубопровода по телу трубы; закупорки трубопровода, приводящие к полной или частичной его остановке; неисправности оборудования и др. Восстановительные работы производят ремонтно-восстановительная служба, оснащенная необходимой техникой и материалами, со строгим соблюдением мер техники и безопасности. Особенность аварийного ремонта состоит в том, что выполняется не только вне плана, но и в любое время года.

Текущий ремонт представляет собой комплекс работ по систематическому и своевременному предохранению отдельных конструкций от преждевременного износа путем проведения отдельных конструкций от преждевременного износа путем профилактических мероприятий. Текущий ремонт трубопровода осуществляется в течение всего года по графику без снижения давления в трубопроводе силами ремонтно-восстановительных служб. Материалы и оборудование, необходимые для производства текущего ремонта, приобретается за счет эксплуатационных расходов трубопровода.

Капитальный ремонт представляет собой комплекс работ, в процессе которого ремонтируется или заменяются изношенные конструкции или

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сооружения на более прочные и экономичные для удлинения межремонтного срока эксплуатации. К капитальному ремонту линейной части магистральных трубопроводов относятся: ремонт и замена изношенной изоляции, дефектных участков и запорной арматуры; очистка внутренней полости трубопровода; ремонт задвижек (кранов) и колодцев, водных переходов магистральных трубопроводов с переукладкой или дополнительным заглублением; ремонт или сооружение береговых укреплений на переходах рек, балок, каналов, оврагов и ручьев с устройством водоотводных каналов; ремонт защитных сооружений в местах приближения трассы к населенным пунктам; ремонт и замена средств электрозащиты трубопровода, а также оградительных и других устройств по правилам техники безопасности и противопожарной безопасности.

Капитальный ремонт на магистральных трубопроводах производится в плановом порядке на основе проектно-технической и сметной документаций. Этот вид ремонта финансируется за счет средств, отчисляемый на амортизацию [28].

Основные требования к технологии и организации капитального ремонта газопроводов для обеспечения эксплуатационной надежности с гарантийным сроком службы в современных условиях относятся:

- комплексная механизация;
- индустриализация технических решений;
- применение поточного метода производства организации работ;
- синхронизация основных и специальных видов работ;
- производительность и высокое качество работ;
- минимизация дополнительных напряжений, возникающих в процессе производства работ [14].

Существуют пять основных технологических схем капитального ремонта магистральных газопроводов:

- ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу;
- ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи;
- ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы);

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее;
- ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу.

Эти технологические схемы капитального ремонта магистральных газопроводов делятся на два вида работ: ремонт газопровода в траншее и ремонт с подъемом трубы на бровку траншеи. Рассмотрим преимущества и недостатки этих технологических схем.

### **Ремонт трубопровода в траншее с подкопкой под трубу**

Главным преимуществом этой технологической схемы является сохранение пространственного положения трубопровода во время ремонта, что исключает вероятность возникновения дополнительных напряжений в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Однако есть существенный недостаток этого способа, он заключается в том, что все операции (очистка трубопровода от старой изоляции и продуктов коррозии, восстановление стенки труб и нанесение соответствующего типа изоляционного покрытия) производятся вручную, следовательно, весь процесс ремонта становится длительным и трудоемким, что является нежелательным фактором при производстве ремонтно-восстановительных работ. Эту технологическую схему выгодно использовать для очень коротких участков газопровода, где не целесообразно использование большого количества техники.

### **Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой его на берме траншеи**

Основным недостатком такого метода ремонта является преимущественное использование его только на трубопроводах малых диаметров, так как появляется опасность повреждения и разрыва стыков и самого трубопровода при его подъеме.

К преимуществам этой схемы можно отнести сокращение объема земляных работ по сравнению с ремонтом трубопровода в траншее за счет сокращения размеров околотрубной траншеи, а также использование средств

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

малой механизации, т.е. основные операции ремонтно-восстановительных работ, производятся не вручную, а с использованием очистной, грунтовой и изоляционных машин.

### **Ремонт трубопровода на берме траншеи (с разрезкой трубы)**

Этот вид ремонта аналогичен с предыдущим за исключением того, что ремонтируемый участок трубопровода полностью вырезают с двух сторон, укладывают на берме траншеи и ремонтируют, а при окончании ремонта обратно сваривают к основной магистрали.

Данная технологическая схема имеет ряд недостатков, связанных с отключением участка трубопровода и стравливанием транспортируемого продукта с учетом, которого существенно увеличиваются затраты на капитальный ремонт. А также появление дополнительных сварных соединений, которые при некачественной сварке могут привести к образованию разного рода дефектов.

### **Ремонт трубопровода с подъемом и укладкой на лежки в траншее**

Главной особенностью данного вида ремонта трубопроводов является то, что ремонтно-восстановительные работы производятся с небольшим подъемом ремонтируемого участка трубопровода с помощью трубоукладчиков и укладкой ее на лежки в траншее на высоте 40-60 см.

Преимуществом этого метода является то, что по сравнению с технологической схемой подъема и укладки ремонтируемого участка на берме траншеи минимизируется вероятность появления дополнительных напряжений в трубопроводе.

Это метод наиболее рационально применять при капитальном ремонте линейной части магистральных нефтепроводов большой протяженностью [31].

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Ремонт трубопровода с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу

К недостаткам этого метода можно отнести следующие ограничения:

- использование данного метода при невозможности остановки участка на время ремонта;
- использование данного метода только в тех случаях, когда трубопровод проложен в одну нитку;
- использование данного метода, если труба подвергалась сильному коррозионному повреждению и ее не целесообразно ремонтировать.

Главным преимуществом этого метода является, то, что увеличивается нормативный срок службы отремонтированного участка по сравнению со сроком службы основной магистрали.

Анализ преимуществ и недостатков существующих технологических схем приводит к тому, что наиболее эффективной схемой ремонта магистральных газопроводов является ремонт трубопровода в траншее *с сохранением его пространственного положения.*

Такая технология разработана специалистами [REDACTED] [REDACTED] с учетом основных требований и ограничений к технологии и организации при ремонте газопроводов. Кроме того, для данной технологии [REDACTED] разработал специальные технические средства, которые позволяют при производстве капитального ремонта газопровода сохранять его пространственное положение (в траншее), применять комплексную механизацию и поточный метод организации производства работ, а также минимизировать появления дополнительных напряжений и объемы работ по ремонту стыков на ремонтируемом газопроводе [29].

Данный метод ремонта можно использовать на газопроводах диаметром 377-1420мм. В настоящее время разработаны и усовершенствованы специальные ремонтные машины и механизмы, технологические операции выполняются механизированными линейными комплексными потоками.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## **Ремонт газопроводов в траншее с сохранением его пространственного положения**

Последовательность технологического производства ремонтных работ заключается в том, что после планировки, послойной разработки грунта ремонтируемый газопровод вскрывается по бокам на 65 см ниже нижней образующей. Работы по рекультивации, планировке, вскрытию и обратной засыпке производятся общестроительными машинами. На газопровод устанавливается подкапывающая машина марки ██████████, которая разрабатывает грунт под трубопроводом. Далее на вскрытый трубопровод для предварительной очистки монтируется очистная машина марки ██████████, которая позволяет полностью очистить поверхность трубы от старого или дефектного изоляционного покрытия любого типа. Машина разработана впервые (Рисунок 6).

Очистная машина для предварительной очистки поверхности трубопровода от пленочной изоляции оснащена комплектом дисковых фрез (резцов), которые разрезают пленочную изоляцию в продольном и поперечном направлении, а далее с помощью резцов, установленных на переднем и заднем роторах машины, поверхность трубопровода полностью очищается от пленочной изоляции за один проход.

Для поддержания ремонтируемого трубопровода в пространственном (эксплуатируемом) положении применяется установка типа УП или самоходный подъемник «Атлант». Эти установки заменяют собой трубоукладчики, расставляются на определенном расстоянии согласно расчету и перемещаются по трубе в едином технологическом потоке и без опрокидывания поддерживают газопровод в траншее.

После производства работ по отбраковке и восстановлению поверхности трубы следующей операцией является окончательная очистка и подготовка поверхности для нанесения изоляции. Эта операция в едином технологическом потоке выполняется с применением очистной машины марки ПТ-НН-ФО.

Очистная машина также разъемная и оснащена комплектом специальных резцов

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и щеток, которые позволяют подготовить требуемую поверхность трубопровода для нанесения грунтовки и нового изоляционного покрытия.

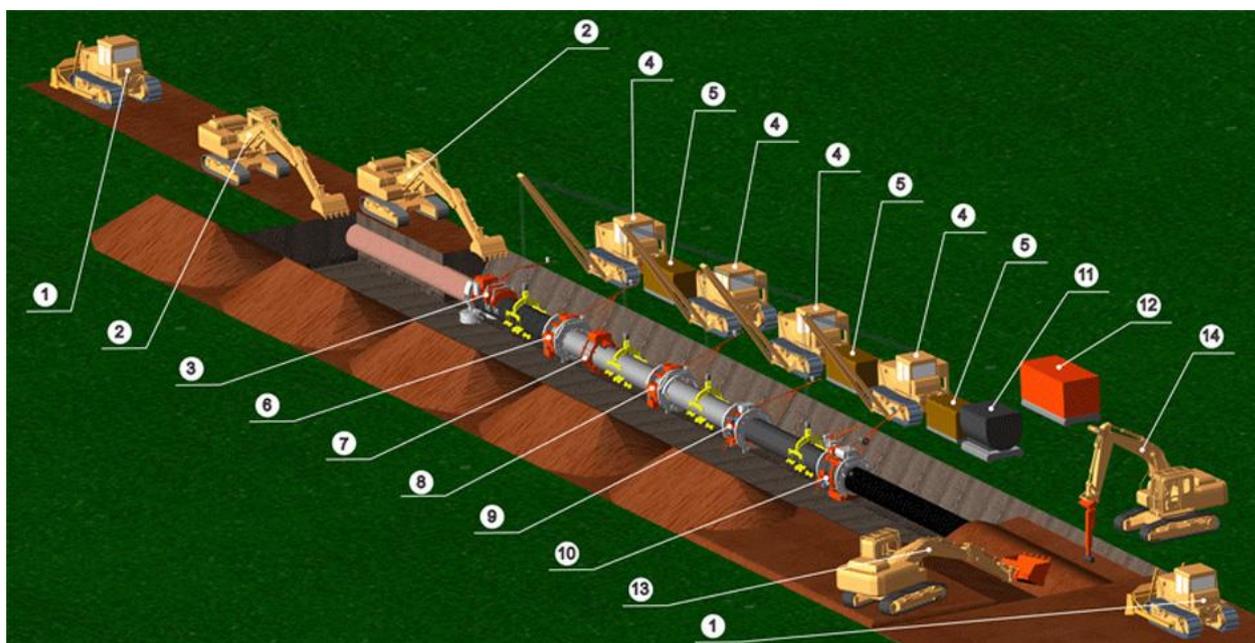


Рисунок 6 – Технологическая схема ремонта газопровода с сохранением пространственного положения:

1 – бульдозер; 2 – экскаватор; 3 – машина подкопная автоматизированная; 4 – трубоукладчик; 5 – дизельная электростанция; 6 – машина предварительной очистки; 7 – дефектоскоп; 8 – машина для финишной очистки; 9 – машина грунтовочная; 10 – машина изоляционная; 11 – котел автоматизированный; 12 – термоконтейнер; 13 – машина для разрыхления грунта при обратной засыпке траншеи; 14 – машина для подбивки грунта под нижнюю образующую трубопровода при обратной засыпке траншеи

На подготовленную поверхность трубопровода наносят грунтовки с помощью грунтовочной машины марки ██████████, а на загрунтованную поверхность наносят изоляционное покрытие – битумно-полимерную термопластичную мастику («Транскор-ГАЗ») методом экструзии с помощью изоляционной машины марки ██████████

До окончательной засыпки отремонтированного участка с помощью подбивочной машины выполняют операцию по подсыпке и подбивке грунта

трубопроводом (примерно 60-65 см), а потом производят окончательную засыпку газопровода.

Указанный комплекс машин полностью соответствует техническим и технологическим требованиям к ремонту линейной части магистральных газопроводов. Этот комплекс унифицирован, прошел производственные испытания и защищен патентом РФ, кроме того, фирма [REDACTED] готова обеспечить сервисное и межсезонное обслуживание своих машин [29].

Таким образом, технологическая схема ремонта газопровода с сохранением пространственного положения является самой преимущественной по сравнению с традиционными методами ремонта.

					Глава 2. Объект и методы исследования	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

При длительной эксплуатации магистральные газопроводы подземной прокладки в условиях Крайнего Севера могут быть подвержены дефектам разного рода, которые негативно сказывающимся на трубопроводе, такие как вмятины, овальность, дефекты коррозионного происхождения, гидратообразования и др. Все это может привести к возникновению аварийных ситуаций, при ликвидации которых требуется серьезные финансовые затраты.

В данной главе необходимо рассчитать финансовые затраты на проведение капитального ремонта, а именно огневых работ связанных с заменой участка магистрального газопровода на территории Крайнего Севера.

### Перечень работ по замене дефектного участка магистрального газопровода

Перечень работ по замене закупоренного гидратом участка трубы, полностью соответствует перечню работ по замене дефектного участка газопровода, в соответствии с [REDACTED]:

- уточнение положения газопровода (определение оси и глубины заложения 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 СКЗ, дренажных установок и устройство электроперемычек;
- контроль наличия конденсата и его удаление;
- вырезка отверстий для установки запорных резиновых шаров;

<i>Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири</i>				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>
<i>Разраб.</i>		Харитонов М. В.		
<i>Руковод.</i>		Какушкин Ю. А.		
<i>Консульт.</i>		Шарф И. В.		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.		
Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение				
		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
			51	114
		НИ ТПУ ТХНГ	ИПР гр. 2БМ4А	

- 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 ГЗУ;
- контроль качества сварочно-монтажных работ;
- удаление электроперемычек;
- проверка отремонтированного участка газопровода на герметичность давлением 1 МПа;
- наложение противокоррозийной изоляции;
- 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.**

Для проведения вышеперечисленных работ необходимо: труба диаметром 1220 мм и длиной 10 м, электроды сварочные ОК-46, термоусаживающиеся изоляционные муфты, временное герметизирующее устройство, баллоны с пропаном и кислородом, топливо, газовый резак «КФР-954», газоанализатор «Testo 320», щеточная шлифмашина «Bosch GSI 14 SE», автомобиль-вахтовка «Урал-32551-0010-41», автомобиль-плетевоз «Урал-43204-1153-41», трубоукладчик «KOMATSU 355», экскаватор «Hitachi ZX 240-3», бульдозер «Т-170», УАЗ патриот ЗМЗ-51432, самосвал «КАМАЗ 6520».

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

- затраты на оборудование;
- амортизационные отчисления;

					Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

- материальные затраты;
- затраты на оплату труда;
- расчет страховых взносов.

### 5.1 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 7.

Таблица 7 – Расчет стоимости оборудования

№	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				<b>173000</b>

Общая сумма затрат составляет 173000 руб.

### 5.2 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 8

**Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений**

Наименование	Марка	Кол-во.	Время работы, час.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб	Сумма амортиз., за период исполъз.
Автомобиль-вахтовка	«Урал-32551-0010-41»	1	84	2200000	14	308000	140	11760
Автомобиль-плетевоз	«Урал-43204-1153-41»	1	84	1900000	14	266000	120,9	10156,36
Трубоукладчик	«KOMATSU 355»	1	84	6800000	14	952000	432,73	36349,09
Экскаватор	«Hitachi ZX 240-3»	1	84	7900000	14	1106000	502,73	42229,09
Бульдозер	«Т-170»	1	48	3200000	14	448000	203,67	9774,54
УАЗ Патриот	ЗМЗ-51432	1	84	1050000	14	147000	66,82	5612,73
Самосвал	«КАМАЗ 6520»	1	84	1250000	14	175000	79,54	6681,82
Газовый резак	«КФР-954»	1	12	80000	18	14400	6,54	78,54
Газоанализатор	«Testo 320»	2	12	45000	18	8100	3,68	88,36
Щеточная шлифмашина	«Bosch GSI 14 CE»	1	12	48000	18	8640	3,9	47,12
Общая сумма								<b>122777,65</b>

**5.3 Расчет стоимости материалов для работ по замене 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, а также собственными структурными подразделениями предприятия (организации) (транспортные услуги, контроль за соблюдением технологического процесса, техобслуживание основных фондов, средств связи, компьютерной техники и др.);
- д) на содержание и эксплуатацию природоохранных сооружений.

Длина участка подлежащего замене составляет 10 метров. Стоимость трубы диаметром 1220 мм, длиной 12 м и толщиной стенки  $\delta = 56950$  рублей. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \times \sum_{i=1}^m C_i \times N_{расхi}$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;  $N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);  $C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);  $k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками).

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

Материалы для работ по 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.

Таблица 9 – Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.
		план	факт	Исп.1	
Труба $D_y = 1220$	м	11	10	5695	56950
Электроды сварочные ОК-46	уп	6	4	475	1900
Термоусаживающиеся изоляционные муфты	шт	2	3	6732,10	20196,3
Масло моторное М-8В	л	60	50	39,0	1950
Дизельное топливо	л	400	468	32	14976
Бензин АИ-92	л	150	200	31,60	6320
Баллон с кислородом 50л	шт	1	1	9600	9600
Баллон с пропаном 50л	шт	1	1	7500	7500
Временное герметизирующее устройство	шт.	2	3	6960	20880
<b>Итого</b>					<b>140272,3</b>

## 5.4 Расчет заработной платы

Далее определим затраты на оплату труда работников за период проведения замены дефектного участка трубопровода. Ввиду того что, работы проводятся в условиях приравненным к крайнему северу, например, Якутия, и при условии, что работники отработали в этих условиях не менее 3х лет, то необходимо доплачивать рабочим северную надбавку Расчет заработной платы работников сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет заработной платы

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	4	V	72,3	72,3	24	13881,6
Сварщик	3	VI	86,1	86,1	12	6199,2
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
Машинист плетевоза	1	-	80	80	48	7680
<b>ИТОГО</b>						<b>82774,8</b>

## 5.5 Расчет страховых взносов

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев представлены в таблице 11.

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

Таблица 11 – Расчет страховых взносов

Показатель	Стропальщик	Трубопроводчик линейный	Сварщик	Водитель самосвала	Машинист бульдозера	Машинист трубоукладчика	Машинист экскаваторщик	Машинист плетевоза
Количество работников	2	4	3	2	1	1	1	1
ФСС (2,9%)	197,27	402,46	179,78	489,14	184,55	382,45	342,98	222,7
ФОМС (5,1%)	345,16	707,96	316,16	860,2	324,5	672,5	603,1	391,7
ПФР (22%)	1489	3053,95	1363,8	3710,4	1400	2901	2602	1689,6
Страхование от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	60,9	124,9	55,8	151,8	57,2	118,7	106,4	69,1
Всего, руб.	2092,33	4289,27	1915,54	5211,54	1966,25	4074,65	3654,48	2373,1
Общая сумма, руб.	<b>25577,16</b>							

## 5.4 Затраты на проведение капитального ремонта участка магистрального газопровода

В таблице 12 представлена общая сумма затрат на проведение мероприятия на основании вышеперечисленных расчетов.

Таблица 12 – Общие затраты

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Затраты на оборудование	<b>173000</b>
2. Амортизационные отчисления	<b>122777,65</b>
3. Материальные затраты	<b>140272,3</b>
4. Затраты на оплату труда	<b>82774,8</b>
5. Страховые взносы	<b>25577,16</b>
Итого основные расходы	<b>544401,91</b>
Накладные расходы (20%)	<b>108880,382</b>
Всего затраты на мероприятие	<b>653282,292</b>

В данном разделе была проведена оценка затрат по замене дефектного участка трубопровода. Общая сумма, потраченная на замену всего 10 метров трубопровода диаметром 1220 равна **653282,292** рубля. Затраты на замену дефектного участка достаточно высоки, поэтому важно выбрать наиболее подходящую технологическую схему капитального ремонта, чтобы повысить эксплуатационный срок трубопровода до следующего капитального ремонта.

## ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В ОРГАНИЗАЦИИ ПРИ РАБОТАХ, СВЯЗАННЫХ С КАПИТАЛЬНЫМ РЕМОНТОМ 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 (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [51].

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 проходит рассматриваемый магистральный газопровод «[REDACTED]», имеет экстремальные

<i>Совершенствование технологий капитального ремонта магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера и Сибири</i>										
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера					
<i>Разраб.</i>		Харитонов М. В.						<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Какушкин Ю. А.							82	114
<i>Консульт.</i>		Крепша Н. В.						<b>НИ ТПУ ИПР ТХНГ гр. 2БМ4А</b>		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.								

природные условия. В основном, это наличие низких температур. Большее 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.

## **6.1 Профессиональная социальная безопасность**

В таблице 13 приведены основные вредные и опасные факторы, которые присутствуют на рассматриваемом участке капитального ремонта МГ, 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.

### **6.1.1 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 работы. 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,

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист 61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ. Следовательно, в таблице 14 по ГОСТ 30691-2001[48] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении капитального ремонта в условиях Крайнего Севера

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 2.Отклонение показателей климата на открытом воздухе	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования 2.Обрушение стенок траншеи	СНиП 3.05.05-84[38] ВСН 51-1-97 [39] СТО Газпром 14-2005 [40]
Вскрытие газопровода	3.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	3.Высокое давление газопровода	ГОСТ 12.2.062-81 [41] СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [42]
Удаление старой или дефектной изоляции	4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (загазованность)	4. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 5.Взрывопожароопасность	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [43] ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ [44] ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [45]
Отбраковка труб			СНиП 23-05-95 [46]
Производство сварочно-восстановительных работ			СНиП 21-01-97 [47] ГОСТ 30691-2001 [48]
Применение сканера-дефектоскопа перед окончательной очисткой поверхности газопровода;			
Нанесение грунтовки, нанесение нового изоляционного покрытия			
Укладка газопровода, засыпка отремонтированного газопровода			
Восстановление средств ЭХЗ и знаков закрепления трассы			
Техническая рекультивация плодородного слоя почвы			

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.).

Таблица 14 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте [44]

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	-	-

## **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 возрастают 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 может происходить общее переохлаждение

организма.

Отклонение показателей климата рабочей зоны, возникает по причине проведения работ на открытом воздухе в холодное время года (до  $-50^{\circ}\text{C}$  зимой). Организм человека реагирует на понижение температуры выбросом стрессовых гормонов (адреналина и норадреналина). Эти гормоны способствуют сужению сосудов кожи и слизистой оболочки. Такие изменения плохо сказываются на нашем самочувствии, особенно страдают люди с сердечно-сосудистыми заболеваниями. Именно им в холодную пору обязательно надо постоянно иметь под рукой, приписанные врачами препараты. Поэтому работники должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами, а работы приостановлены при температуре  $-40^{\circ}\text{C}$  и ниже и скорости ветра 6 м/с и более.

### ***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 Установленное перечень ПДК фиброгенного пыли в воздухе рабочих помещений приведен в ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [45]. ПДК фиброгенного пыли 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 металлического пыли в воздухе не превышать 0,15 мг/м<sup>3</sup>, а максимально разовая – 0,5 мг/м<sup>3</sup> [45].

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

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист 64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

#### **4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (загазованность)**

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

Рассматриваемое вещество по запаху и вкусу схоже с этиловым спиртом, в связи, с чем и происходит его случайное употребление внутрь. В бытовых условиях, благодаря простому опыту метанол можно легко отличить от других одноатомных спиртов: накаленную до красна медную проволоку в виде спирали опустить в исследуемую жидкость. В случае метанола возникает резкий запах (выделение формальдегида). При появлении запаха прелых яблок, в качестве образца использовался этанол.

Другой, 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 (СИЗ), представленные

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист 65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

### **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

#### ***1. 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, пожароопасных и вредных веществ. В соответствии с нарядом-допуском, составленным на основании СТО Газпром 14-2005 [40], 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 [41] 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.

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист 66
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

## ***2. 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 [38] 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 менее 15 см согласно ВСН 51-1-97 [39].

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.

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист 67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### ***3. 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 [REDACTED]

### ***4. Электрическая дуга и металлические искры при сварке***

Электрическая дуга и металлические искры, возникающие вследствие электродуговой и других видах технологической сварки являются серьезной угрозой для здоровья электрогазосварщиков и окружающего их персонала. При нарушении техники безопасности, прописанной в ГОСТ 12.4.011-89 [43] и не использовании СИЗ электрическая дуга может вызывать ожоги сетчатки глаза ультрафиолетом, а металлические искры многочисленные ожоги кожи тела.

Во избежание получения ожогов следует применять куртки, полушубки, костюмы, комбинезоны, жилеты, полукомбинезоны, брюки, нарукавники. Такой тип индивидуальной защиты необходим для защиты тела от ожогов, механических повреждений и губительного действия высоких температур.

### ***5. Взрывопожароопасность***

Взрывопожароопасность, 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 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

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

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 [47].

## 6.2 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 15.

В большинстве случаев с небольших участков МГ, подлежащих капитальному ремонту, а далее 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.

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 7,6 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

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

нормально-текущие химические процессы, что приводит к нарушению экоситуации на планете.

Таблица 15 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при проведении капитального ремонта МГ в условиях Крайнего Севера

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

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 окончании работ на магистральном газопроводе приказом исполнителя организации и производителя работ формируется комиссия для осмотра земель при участии заинтересованных сторон (представителей ОО 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 [42]:

- 1-ая степень – растительно-почвенный покров уничтожен на 100%;
- 2-ая степень – растительность уничтожена на 100%, при этом земельный 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,

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист 71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

### 6.3 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 (рисунок 13).

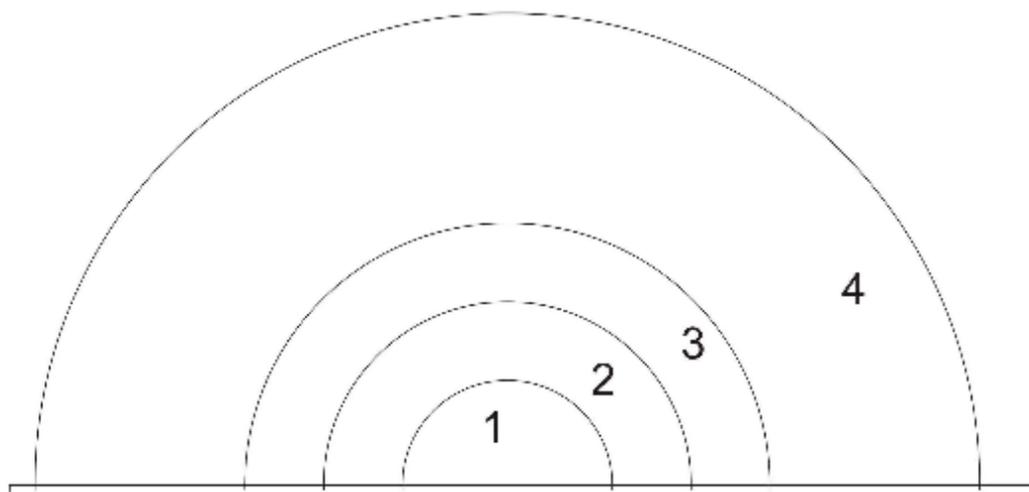


Рисунок 13 – Схема взрыва: 1 – зона полных разрушений; 2 – зона сильных разрушений; 3 – зона средних разрушений; 4 – зона слабых разрушений

Для обеспечения пожаровзрывобезопасности производств в Федеральном законе от 22.07.2008 N 123-ФЗ [50] был введён 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.

$$C_{нт} = C_{н}(1,020 - 0,000799t)$$

где  $C_{н}$  – нижний концентрационный предел воспламенения газа или пара в воздухе при атмосферном давлении и температуре  $25^{\circ}\text{C}$ , % об;  $t$  – температура пара или газа,  $^{\circ}\text{C}$ .

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 газовойдушной 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.

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

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 газовой среды, что отражается в виде подписи руководителя объекта в наряде-допуске.

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

Согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [42] при эксплуатации магистральных газопроводов эксплуатирующая организация (ЭО) организует и осуществляет административно - производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах МГ в порядке, определяемом **ЭО «Газпром»**.

Административно-производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности в ЭО (Филиале ЭО) осуществляют постоянно действующая комиссия по охране труда и промышленной безопасности и специально назначенные работники.

Обязанности и права работника, осуществляющего административно-производственный контроль, порядок его проведения, форму документов отчетности и контроля за ходом устранения выявленных нарушений и замечаний, выполнения актов и предписаний, определяет разрабатываемое ЭО Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности, согласованное с территориальными органами надзора и контроля Российской Федерации.

					Глава 6. Социальная ответственность в организации при работах, связанных с капитальным ремонтом магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



многолетнемерзлых грунтов на трубу (морозным пучением и просадкой, сезонным оттаиванием грунтов, морозные трещинами, оседанием насыпи). Такой мониторинг обеспечит непрерывную транспортировку газа без снижения давления от рабочих показателей и снизит количество аварийных ситуаций;

– сокращение объемов капитального ремонта газопроводов, связанного с полной заменой труб, и повсеместное внедрение технологий выборочного ремонта по результатам внутритрубной диагностики, а также переизоляции дефектных участков трубопроводов с сохранением пространственного положения позволят минимизировать дополнительные напряжения в трубопроводе;

– использование оптимальных организационных схем проведения ремонтных работ, позволяющих обеспечить высокие темпы и качество их производства, а также рациональную загрузку ремонтных подразделений в течение года;

– применение специальной техники, позволяющей вести работы в сложных природно-климатических условиях.

					Заключение	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- геокриология Мира / Э.Д. Ершова. – М.: Издательство МГУ, 1998. – 575;
13. Карнаухов Н. Н., Кушнир С. Я., Горелов А. С., Долгих Г. М. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера: Учебник / Карнаухова Н. Н. – М: Изд. ЦентрЛитНефтеГаз., 2008. –432;
14. Клюк Б.А., Стояков В.М., Тимербулатов Г.Н. Прочность и ремонт участков магистральных трубопроводов в Западной Сибири. – М.: Машиностроение, 1994. – 120;
- 15 . Куляшов А. П., Тютнев А. М., Шапкин В. А., Ерасов И. В. Мерзлые грунты. Методы разработки: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: Компания Спутник+, 2006. – 420;
16. Лопатин А.С., Филатов А.А., Халлыев Н.Х., Ангалев А.М., Велиюлин И.И., Решетников А.Д. / Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов: Учебное пособие / А.С. Лопатина. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 190;
17. Недорезов И.А. Прогрессивные методы разработки мерзлых грунтов. – М.: Транспорт, 1969. – 345;
18. Порхаев Г.В. Тепловое взаимодействие зданий и сооружений с вечномерзлыми грунтами. – М.: Наука, 1970. – 208;
19. Растегаев И.К. Специфика разработки вечномерзлых грунтов. – Красноярск: КрасГу,1979. – 84 с;
20. Решетников А.Д. Волновая схема укладки газопровода на болотах // Технология металлов – №9 – 2000. – 50-54;
21. Решетников А.Д. Исследование методов выборочного ремонта газопроводов // Магистральные и промышленные трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – №4 – 1999. – 70-75;
22. Решетников А.Д. / Повышение эффективности ремонта газопроводов в условиях обводненной и заболоченной местности. Обз. инф. – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – 64;

					Список использованных источников	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

23. Решетников А.Д., Лиманина Н.А., Попов О.Н. Анализ и систематизация участков магистральных газопроводов в условиях обводненной и заболоченной местности // Научно. Техн. Сб.: Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – №3. – 2004;

24. Роман Л.Т. Механика мерзлых грунтов. – М: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2002. – 426;

25. Салюков В.В., Алексахин С.П., Федорович В.И., Селиверстов В.Г., Парфенов А.И. Технические решения по обеспечению надежности и безопасности магистральных газопроводов: Обз. инф. – М.: ООО «ИРЦ»Газпром», 2008. – 126;

26. СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах», 1990. – 51;

27. СНиП 2.05.02-85 «Автомобильные дороги», 2011. – 87;

28.СТО Газпром 2-2.3-231-2008 «Порядок производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»», 2008. – 97;

29. Халлыев Н.Х., Будзуляк Б.В., Алимов С.В., Тютнев А.М. / Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов: Учебное пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. / Халлыева Н.Х – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2011. – 168;

30. Халлыев Н.Х., Будузляк Б.В., Алимов С.В., Филатов А.А., Гумеров А.Г., Решетников А.Д. Капитальный ремонт линейной части магистральных газонефтепроводов: Учебное пособие дл ВУЗов / Н.Х. Халлыева– 2-е изд., перераб. и доп. – М: МАКС Пресс, 2011. – 448;

31. Халлыев Н.Х, Будузляк Б.В., Лежнев М.А. / Ремонт линейной части магистральных газопроводов: Учебное пособие; 2-е изд., исправленное и дополненное / Н.Х. Халлыева. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 183;

32. Цытович Н.А. Механика грунтов: Учебное пособие (перераб.) – М.: «Высшая школа», 2009. – 232;

					Список использованных источников	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. Черкашин В.А. Разработка мерзлых грунтов. (перераб.) – М.: «Высшая школа», 2004. – 215;

34. Чухарева. Н.В., Тихонова Т.В., Миронов С.А. Анализ причин аварийных ситуаций магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».– №3. – 2011. – 231 – 243;

35. Чухарева. Н.В., Тихонова Т.В., Миронов С.А. Прогнозирование аварийных ситуаций и повреждений магистральных газопроводов в условиях крайнего Севера // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» – №3 – 2012. – 99 – 110;

36. Шарыгин В.М., Яковлев А.Я. Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 228;

37. Шутов В.Е., Васильев Г.Г., Горьянов Ю.А. Механика грунтов: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: Издательство «ЛОРИ», 2003. – 128;

38. СНиП 3.05.05-84 «Строительные нормы и правила»;

39. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов»;

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

41. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждение защитное»;

42. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов»;

43. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;

44. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;

45. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89)»;

46. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»;

					Список использованных источников	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

47. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
48. ГОСТ 30691-2001 «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик»;
49. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с;
50. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности";
51. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.

					Список использованных источников	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение А

(обязательное)

Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке

Глава 1.

### Литературный обзор

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Харитонов Михаил Валентинович		

Консультант кафедры ТХНГ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Какушкин Юрий Александрович	к.х.н.		

Консультант-лингвист кафедры ИЯПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ИЯПР	Шендерова Инна Владимировна			

## **ECONOMIC CHALLENGE - PIPELINE VERSUS COMPRESSOR STATION DESIGN**

During the initial system design, or during any system expansion or other major construction project, pipeline companies consider the optimum combination of pipeline diameter, operating pressure, and compression facilities needed for a given system flow rate necessary to meet projected contractual demand. From a capital perspective, the installation of compression typically is significantly less costly than the installation of long miles of pipeline. As a rule of thumb, in a new pipeline design, a pipeline company can spend two to four times more initial capital on pipeline than on compression to achieve the same delivered cost of gas. Still, in choosing compression over pipeline to achieve a given deliverability, a pipeline designer also is opting for typically higher operating and maintenance costs (along with associated labor) as well as increased fuel usage. These operating and maintenance costs increase as the equipment ages.

Pipeline system design engineers explicitly calculate the trade-off between the costs of a larger diameter pipeline (with less compression) versus the initial capital and life cycle operating and maintenance costs of supplemental compression to achieve a desired flow rate. The analysis of a given investment to improve either hydraulic or thermal efficiency must measure the anticipated value of the cumulative fuel savings over the useful life of the investment. Pipeline companies also must factor in the future demand for the pipeline's service and the length of initial contracts in order to determine whether there will be a reasonable opportunity to recover investment costs. To determine the optimum combination of pipeline diameter and horsepower (i.e., compression) requirements, pipeline project designers use "J Curves", which compare the delivered cost of fuel to the cost of pipe. In the J Curves shown in Figure 7, the pipeline company considered a range of pipeline diameters from 20-inch to 42-inch pipe and various MAOP values. While the 36-inch diameter pipeline would be preferable, the pipeline designer may select a larger diameter pipeline or choose to operate the pipeline at a higher pressure if future growth is reasonably predictable. Yet,

					<i>Приложение А. Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

naturally, the larger pipeline would be more expensive. Thus, the choice of pipeline diameter and operating pressure are based on an assumed flow rate and affect delivered cost. Another factor that affects the balance between pipeline diameter and compression is the non-linear relationship between flow and fuel. As shown in Figure 8, doubling the flow from 700 to 1400 MMcf/d quadruples total fuel usage from 9 MMcf/d to 35 MMcf/d. The disproportionate increase in fuel consumption at higher flow rates does not mean that the compression operation becomes less efficient. The fuel consumption indicates that the pipeline is highly utilized and is required to transport more gas to meet demand.

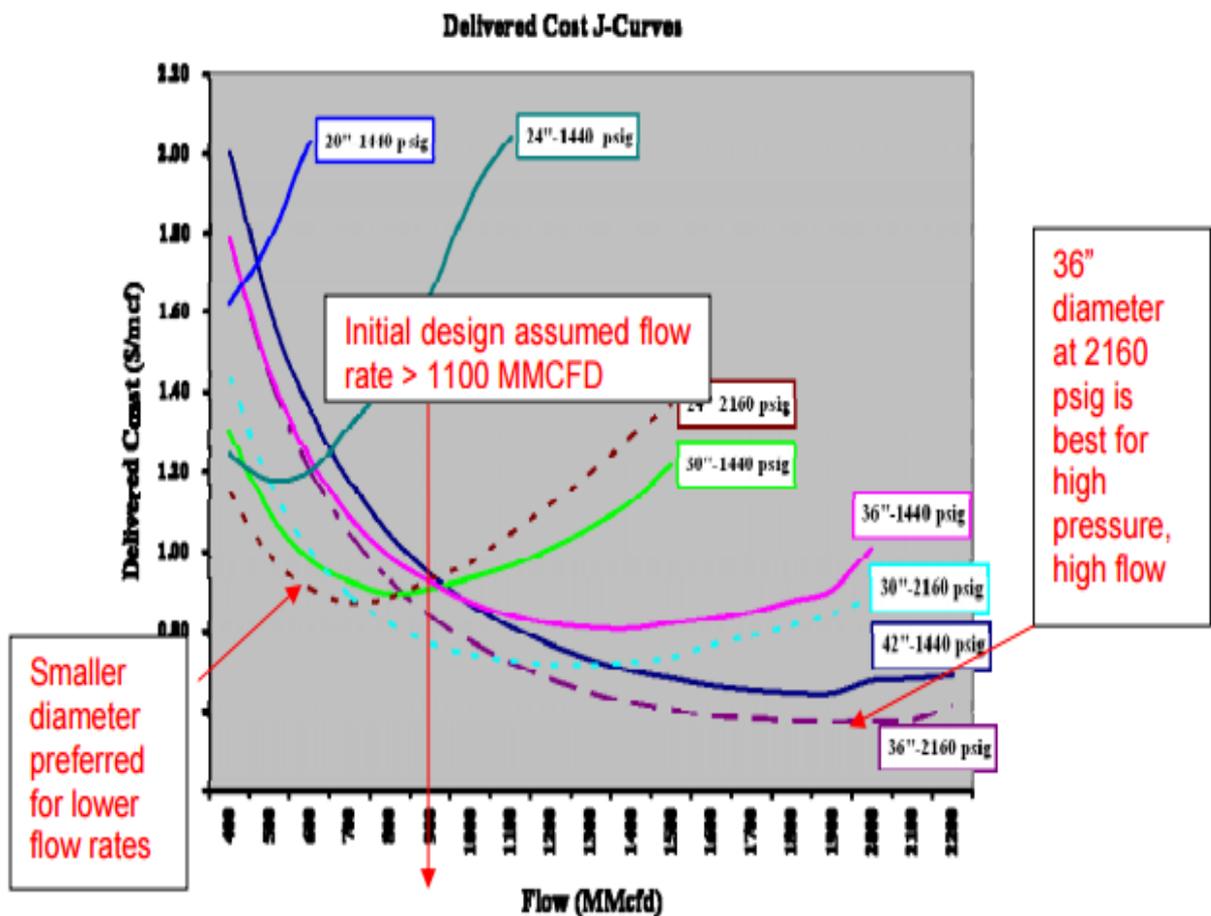


Figure 1 – Example J Curves for Pipeline Delivered Cost

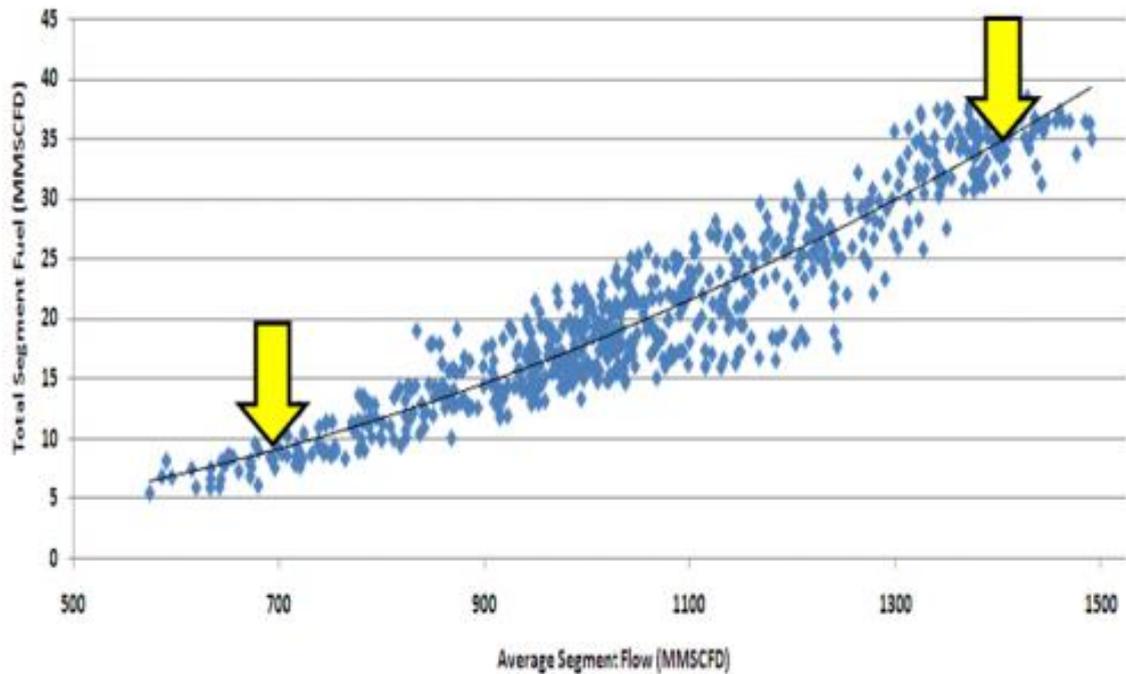


Figure 2 – Exponential Fuel Consumption Resulting from Increased Flow

In addition to choosing pipeline diameter, a pipeline company designing a facility considers whether to install internally coated pipeline. The real benefit of internal coating occurs when the pipeline is experiencing high flow rates because it reduces friction in the pipeline, and, consequently, reduces the amount of horsepower needed to maintain pressure for a given throughput. Because it involves a substantial expense, internal coating is not effective in many circumstances. Assuming that rates support the investment, internally coated pipeline could be used for future expansions, pipeline replacements or as a trade-off to compressor horsepower. The location and spacing of compressor stations is another important factor in overall pipeline transportation efficiency. Environmental and landowner considerations, however, may dictate compressor selection and spacing that is less than optimal from an engineering and efficiency perspective.

### COMPRESSOR SELECTION

After a pipeline company determines the optimal balance between pipeline specifications and horsepower requirements, it selects the compressor units that best meet its load profile and operating needs. A number of considerations go into the

selection including: (1) forecasted operating conditions, (2) the unit’s air emissions to ensure compliance with air quality regulations, (3) the upfront, installed costs, (4) the projected operating costs, (5) the projected maintenance costs and availability of replacement parts, (6) the unit’s compatibility with the existing compressor fleet, (7) the overall efficiency of the compressor unit (i.e., a combination of the thermal efficiency of the prime mover and the compression efficiency of the compressors themselves), (8) the reliability of compressor unit components, and (9) the expertise of pipeline personnel with particular equipment. While pipelines are designed to operate at peak hydraulic efficiency under high load conditions, many pipelines operate at low load conditions for several months of the year. Pipeline designers therefore select compressor units that best allow a pipeline to meet peak day contractual commitments while achieving an acceptable efficiency level when operating off peak.

To illustrate the difficulty of maintaining high efficiency with wide variability requirements in flow and compression, Figure 9 depicts the seasonal load variability of a typical mainline pipeline system over a five year period from 2005 through 2009. Monthly average throughput varied significantly over this period. Throughput was close to 600,000 Dth/d during the winter months, yet dropped to roughly one third of this level in other months. The pipeline company can meet the flow requirements for eight months of the year by running minimal amounts of compression. Because additional horsepower is required only from November through March, the pipeline company may select compressor units with the lowest cost that provide the greatest flexibility. Compressor units with a flat efficiency curve over a broad range of operational points also may be suitable, but efficiency may not be as great when operated outside of this range at peak flow. This example shows the difficulty in justifying an investment in the most fuel efficient prime mover and compressor package for a particularly high flow design point (which may be more costly as well), if the pipeline company anticipates that it will operate at this design flow for only a small portion of the year.

					Приложение А. Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

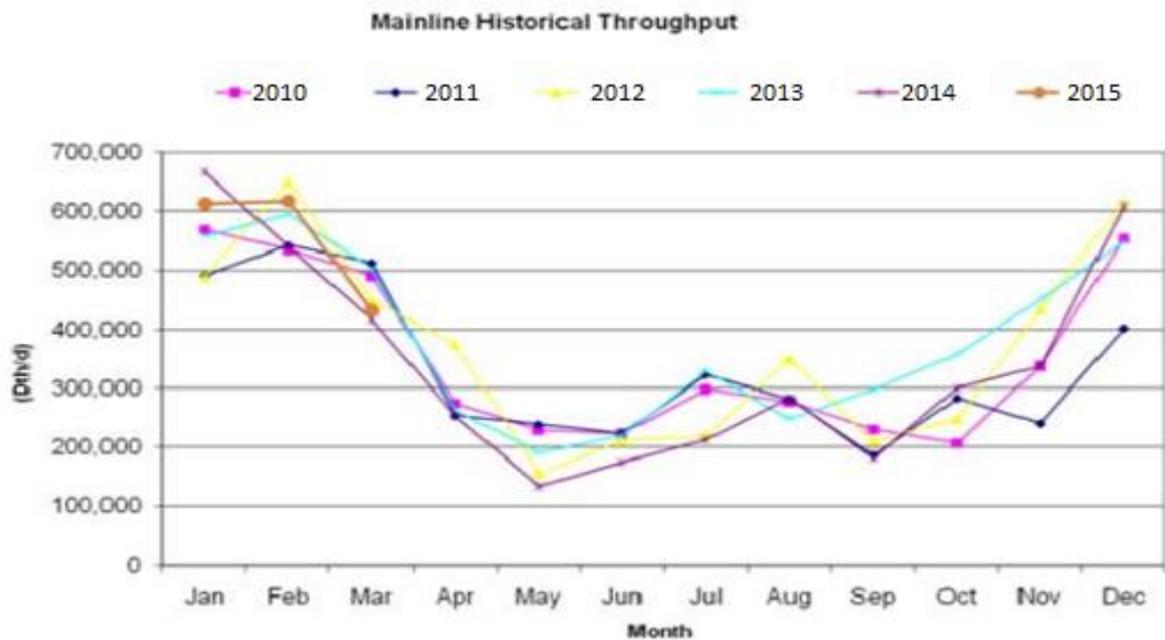


Figure 3 – Five Year Daily Average Throughput (Dth/d) Variations by Month on U.S. Pipeline

Another design decision that can affect pipeline efficiency is whether to install one or more large units per compressor station versus several smaller units. To address variable market area customer demands while maintaining high operational efficiency, pipeline companies sometimes select multiple, smaller compressor units that can be switched on and off to meet throughput and pressure needs. Assuming the same configuration and location, two smaller compressor units will have a higher cost per horsepower compared to a larger unit due to economies of scale. One fully loaded, larger unit will be more fuel efficient and will cost less than two smaller equivalent sized units. By contrast, one fully-loaded, smaller unit will be more fuel efficient and offer more flexibility than one partially-loaded, larger unit. Similarly, operating multiple, smaller compressors can achieve better overall fuel efficiency than a single larger compressor if the pipeline operates predominately at less than maximum throughput. The fuel savings, however, may not outweigh the installation costs of additional smaller units. To illustrate this point, one pipeline company recently considered adding additional compression at one of its stations. Figure 10, below, shows the vast range of operating conditions that occurred at the compressor station in question. The pipeline company had a choice. It either could install a single larger

centrifugal compressor with a high design efficiency at full-flow conditions (86 percent) but with poor efficiency at less than ideal flow conditions (77 percent), or it could install multiple smaller units that are not as efficient as larger units under full-load conditions, but provide the operator greater flexibility to meet the demand variability of its customers. In this case, the pipeline company chose the latter. Even though the single, larger unit was less expensive and had a higher design efficiency than the combination of the smaller units, in actual operation, the smaller units will achieve higher fuel efficiency and offer greater flexibility based on the station's operating conditions. Another pipeline company, with different load variability, may select a different compressor mix, either in the number of compressors or the type of compressor.

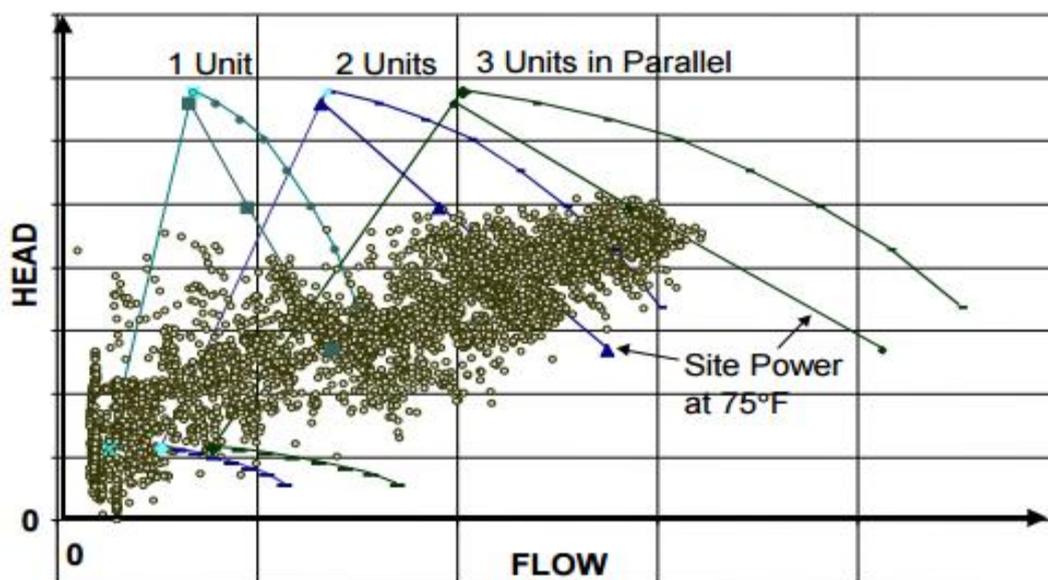


Figure 4 – Depiction of the Scheduling of Multiple Compressor Units to Adjust for Actual Operating Conditions at a Pipeline Compressor Station

In addition to the number and size of compressors, pipeline companies also make choices when selecting types of compressors. There are inherent design tradeoffs between reciprocating compressors and centrifugal compressors, and the operating parameters and range of each technology vary greatly. In general, reciprocating compressors are more effective in situations with varying pressure ratios (i.e., where the ratio of discharge to suction varies substantially), while centrifugal compressors are

more effective in situations with some flow variability and relatively constant pressure ratios. Therefore, for a pipeline with variable customer flow requirements, but fairly constant pressure conditions, a centrifugal compressor is the preferred technology. On the other hand, where a pipeline needs to respond to wide ranging pressure ratio conditions (given large changes in suction or discharge pressure or both), reciprocating compressors perform more efficiently than centrifugal compressors. Regardless of the type of compressor, when a pipeline operates outside the design parameters of the unit (either in terms of pressure ratio or flows), the compressor will use more fuel than it would have at design conditions because all compressors are less efficient when operating away from their optimum design conditions (either in terms of pressure ratio or flows).

### **PIPELINE SYSTEM EFFICIENCY**

The “efficiency” of interstate natural gas pipelines can be viewed from two main perspectives: economic efficiency and transportation efficiency. • Economic efficiency relies on providing the lowest delivered cost to customers, taking into account both fuel and transportation rates. Economic efficiency usually is measured in terms of cost per unit of throughput (i.e., dollars per thousand cubic feet or \$/Mcf).

– Transportation efficiency is a function of the overall system design, the efficiency of individual components, and how the system is operated. Transportation efficiency is measured in terms of fuel or electric power burned per unit of throughput (i.e., British thermal unit (Btu) or KW/Mcf). Within this general definition of transportation efficiency, there are three other pertinent measures. o Hydraulic efficiency: As applied to pipelines, hydraulic efficiency is a measure of the loss of energy (pressure drop) caused by the friction of the flowing gas in the pipeline facilities.

– Thermal efficiency: As applied to a prime mover (engine, turbine or motor) that drives a compressor, thermal efficiency measures how much of the potential energy of an input fuel or electric power is converted into useful energy that can be used to drive a compressor. The majority of energy that is not converted into useful

					Приложение А. Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

energy is considered “waste heat” in the exhaust (such as noise), cooling and lubrication systems. The waste heat may be captured when economically feasible.

– Compressor efficiency: As applied to gas compressors, compressor efficiency measures how much energy is expended in compressing the gas compared to how much overall energy is used by the compressor. Inefficient compressors heat the gas instead of raising its pressure and thus have lower efficiency values. The compressor unit efficiency (a product of the thermal and compressor efficiencies) and the pipeline hydraulic efficiency between compressor stations are variables that affect the overall system transportation efficiency. When designing its system, a pipeline company tries to optimize hydraulic efficiency through pipeline routing, pipeline diameter and operating pressure selections, and tries to optimize thermal efficiency and compressor efficiency through its compressor unit selections (including the engines, turbines, or electric motors that power the compressors). Figure 1 below illustrates the linkage between economic efficiency and transportation efficiency.

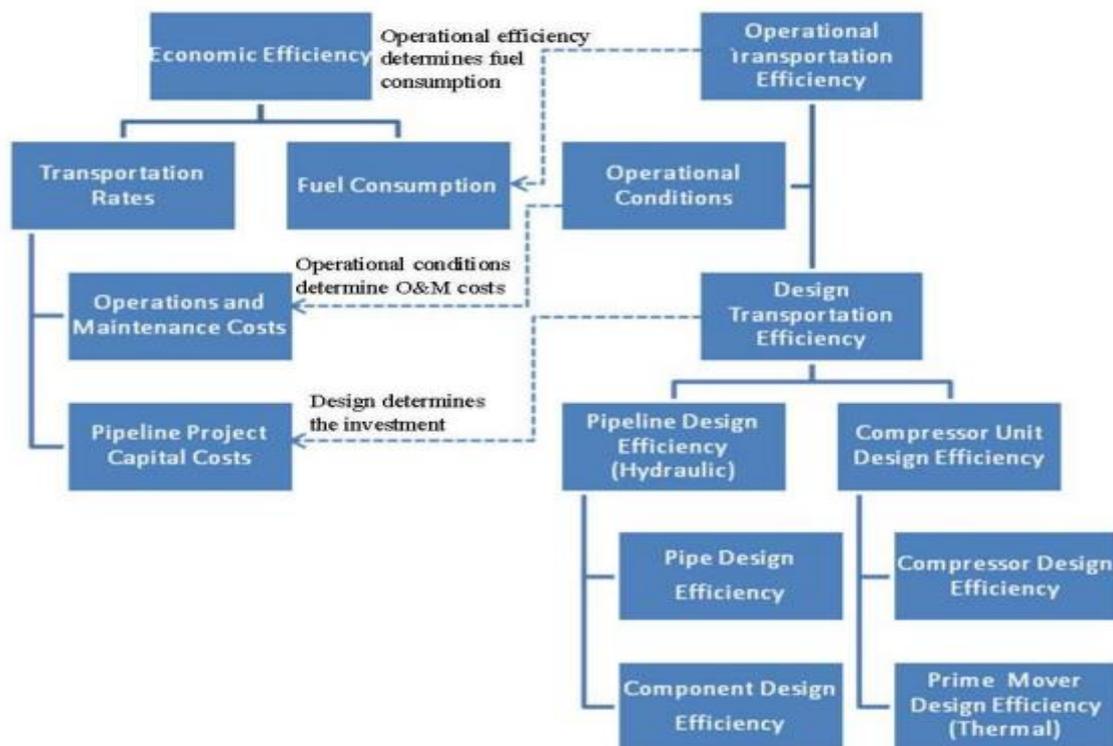


Figure 5 – Linkage Between Economic and Transportation Efficiency

Design transportation efficiency (anticipated performance at a specific operating condition) is a combination of two separate components, the hydraulic efficiency of the pipeline and the efficiency of the compressor units at design conditions. The design hydraulic efficiency of the pipeline is based on the flowing frictional losses of the pipeline (diameter, pressure, roughness) and components (such as valves, regulators, and measurement devices) that the gas flows through. The compressor unit's design efficiency is a product of the design efficiency of the compressor (reciprocating or centrifugal) and the prime mover (reciprocating engine, gas turbine, or electric motor). A pipeline does not operate at design conditions for most of the year. The pipeline company operates its pipeline to meet its customers' contractual commitments. Variations in throughput due to changes in market demand and shifting supply sources, which affect how the system is utilized, and limitations on operating pressure determine the operational transportation efficiency of the pipeline system over time (how efficiently the pipeline operates compared to design conditions). The economic efficiency of a particular pipeline is also a result of the pipeline system design and how the pipeline system is operated. The choice of pipeline diameter, components and compressor units determine the original invested cost of the pipeline.

Those capital costs are combined with the predicted operation and maintenance costs of those particular design choices to establish gas transportation rates. In addition to transportation rates, the predicted use of pipeline compression (and the amount of fuel used and charged to customers) determines the design economic efficiency of a new project. Yet, since the pipeline often does not operate at design conditions, fuel usage may vary from predicted levels. Thus, operational economic efficiency often differs from design economic efficiency. Basic economics may limit a pipeline company's ability to maximize the pipeline's overall transportation efficiency, such as when an efficiency improvement, particularly one with limited efficiency gains, cannot be cost justified or the cost recovery period is too long or too uncertain. Other competing parameters that influence pipeline decision-making on efficiency improvement projects may include future expansions, environmental restrictions, limitations on maximum allowable operating pressure (MAOP), siting concerns that

					Приложение А. Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

may require rerouting the pipeline, and regulatory policies that encourage competition and expose the pipeline company to cost recovery risk. Federal regulatory policies have created a market for natural gas transportation that gives customers more bargaining power for lower cost service and shorter transportation contracts. At the same time, competition among pipelines serving the same market has created a natural incentive for pipeline companies to reduce costs and invest in higher efficiency technologies that can provide a competitive advantage.

					Приложение А. Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92