

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов»

УДК 622.691.4.004:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Синяков С.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав.каф. ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т. С.	к.х.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭБЖ	Алексеев Н. А.	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

Томск – 2016г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Синяков Сергей Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта»</u>

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Технико-экономическое обоснование проекта
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы трудозатрат; Нормы амортизации оборудования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 30 % Линейная амортизация Районный коэффициент заработной платы – 1.7

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Анализ конкурентных решений Проведение SWAT-анализа
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчёт сметы расходов на проведения НИР
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Построение календарного плана, графика Ганта, сравнение экономической эффективности

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НТИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Синяков С.А.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б2Б	Синяков Сергей Александрович

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Магистральный газопровод расположенный в условиях многолетнемерзлых грунтов. Проходит по различным климатическим зонам и различным грунтам, по слабообжитой, труднодоступной местности. В целом для большинства районов характерны: продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето. При эксплуатации магистрального газопровода могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Может оказываться негативное воздействие на природу (атмосферу, литосферу, гидросферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов – Переизд. янв.1996 с изм. 1.- Введ. 30.06.82. Система стандартов безопасности труда. Часть 3. – М.: Изд-во стандартов, 1996. С. 237- 243. УДК 621.316.92.006.354. Группа Т58 СССР. СанПиН 2.2.2776-10 «Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний». – М., 2010. ГОСТ С. 12.0. 003–74 //Опасные и вредные производственные факторы, Классификация. ГОСТ 12.0.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». – 1984. ГОСТ С. 12.1. 004-91* //Пожарная безопасность. Общие требования. ГОСТ 12.1. 005-88* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991. ГОСТ 12.1.010-76* (СТ СЭВ 3517-81) Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.011-78* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991.

	ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация – 1989. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1. РАЗУМОВ В. В. Географические аспекты изучения потенциальных источников чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, военного и биологического характера. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах ОСТ ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г., Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 Г.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Вредные факторы: 1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Превышение уровней шума 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды 4.Тяжесть и напряженность физического труда
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы 1. Взрывоопасность и пожароопасность; 2.Электрический ток.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны	При эксплуатации МГ оказываются воздействия на окружающую среду:

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	- повреждение почвенно-растительного покрова; -возможные загрязнение воды ; -возможные выбросы парниковых газов;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	-паводковые наводнения; -лесные пожары; -террористические акты; -по причинам техногенного характера (аварии) и др. -аварии могут привести к чрезвычайным - ситуациям. -возможными причинами аварий могут быть: -ошибочные действия персонала при - производстве работ; -отказ приборов контроля и сигнализации;
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Для всех работающих на Крайнем Севере должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель, кафедра ЭБЖ	Алексеев Н.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б2Б	Синяков Сергей Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 стр., 17 рис., 17 табл., 42 источника литературы, 3 приложения.

Ключевые слова: МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЙ ГРУНТ, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ, ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ.

Объектом исследования является магистральный газопровод, проложенный в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Цель работы – провести анализ взаимодействия магистральных газопроводов с мерзлыми грунтами, детально изучить современные виды изоляции, определить оптимальную толщину теплоизоляционного покрытия на магистральном газопроводе, проложенном в мерзлых грунтах.

В работе выполнен анализ взаимодействия газопроводов с мерзлыми грунтами, детально изучены современные виды теплоизоляции, изучены особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, определена толщина теплоизоляционного покрытия на магистральном газопроводе, проложенном в мерзлых грунтах.

Для проведения расчетов использована методика описанная в СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*»,

Областью применения является магистральный газопровод.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft® Office Word 2013.

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Инженерно-геокриологические (геокриологические условия): Совокупность характеристик компонентов геологической среды исследуемой территории – рельефа, состава, состояния, криогенного строения грунтов, условий их залегания, температуры, физико-механических свойств, подземных вод, геологических и криогенных процессов и явлений, влияющих на проектирование, строительство и эксплуатацию зданий и сооружений.

Криогенный процесс: изменение геологической среды во времени и пространстве при промерзании или оттаивании грунтов под воздействием природных или техногенных факторов.

Морозное (криогенное) пучение: процесс, вызванный промерзанием грунта, миграцией влаги, образованием ледяных прослоев, деформацией скелета, приводящих к увеличению объема грунта, поднятию дневной поверхности.

Термокарст: процесс оттаивания льдистых грунтов, подземных льдов, сопровождающийся их осадкой и образованием отрицательных форм рельефа.

Мерзлые грунты: грунты всех видов, имеющие отрицательную или нулевую температуру и содержащие в своем составе лед.

Многолетнемерзлые грунты (вечномерзлые): грунты, которые находятся в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (от трех и более).

Динамика криогенных процессов: Пространственно-временное изменение активности процессов.

Глубина нулевых годовых колебаний температуры грунтов:

Глубина, на которой температура грунта не изменяется в течение одного года (при заданной точности измерений $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$).

Грунт: горные породы (включая почвы), техногенные образования, залегающие преимущественно в пределах зоны выветривания, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека.

Термоэрозия: разрушение грунтов под воздействием тепла поверхностных вод на вечномёрзлые грунты.

Сезоннопромерзающий грунт: оттаивающий летом и промерзающий зимой, без слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

Сезоннооттаивающий грунт: оттаивающий летом и промерзающий зимой, до полного слияния с толщей многолетнемерзлого грунта.

Солифлюкция: стекание грунта, перенасыщенного водой, по мёрзлой поверхности сцементированного льдом основания склонов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	14
1.1 Состав сооружений магистрального газопровода.....	14
1.2 Краткая характеристика газопроводных трасс	15
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	19
2.1 Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в зонах вечной мерзлоты.	19
2.2 Классификация современных теплоизоляционных материалов для магистральных газопроводов.....	23
.....	33
2.3 Взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами	33
2.4 Прочность и устойчивость газопроводов в мерзлых грунтах	37
2.5 Повышение эксплуатационной надёжности пойменных участков газопроводов.....	40
2.6 Метод управляемого подогрева.....	45
2.7 Конструкция трубопровода для транспортировки охлажденного газа..	48
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ	52
3.1 Квазистатический метод расчета динамики оттаивания мерзлого грунта вокруг «теплого» газопровода	52
3.2 Закон годового распределения температуры в мерзлом грунте	56
3.3 Определение допускаемой величины радиуса ореола оттаивания и оптимальной толщины изоляционного покрытия вокруг «теплого» газопровода.	57

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1	Предпроектный анализ	61
4.1.1	Описание НИР	61
4.1.2	Потенциальные потребители результатов исследования	62
4.1.3	SWOT-анализ.....	62
4.1.4	Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	64
4.2	Планирование управления научно-техническим проектом	66
4.3	Расчёт материальных затрат на реализацию научно-технического исследования	68
4.4	Расчет стоимости земляных работ	71
4.5	Расчёт затрат на основные и вспомогательные материалы.....	72
4.6	Фонд оплаты труда специалистов.....	73
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ.....	76
5.1	Производственная безопасность	77
5.2	Анализ вредных производственных факторов и обоснование.....	78
	мероприятий по их устранению	78
5.2.1	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	78
5.2.2	Превышение уровня шума	79
5.2.3	Повышение загазованности воздуха рабочей зоны.....	80
5.2.4	Тяжесть и напряженность физического труда	81
5.3	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	82
5.3.1	Электрический ток	83
5.3.2	Пожаро– и взрывоопасность	84
5.4	Экологическая безопасность.....	84
		97
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	98

ПРИЛОЖЕНИЯ	104
Приложение А	104
Приложение Б	105
Приложение В	106

ВВЕДЕНИЕ

Более шестидесяти процентов территории Российской Федерации покрыто многолетнемерзлыми грунтами.

Хозяйственное значение области вечной мерзлоты трудно переоценить. Здесь сосредоточено около 60% природного газа, более 30% разведанных запасов нефти страны, неисчислимы залежи торфа и каменного угля, большая часть гидроэнергоресурсов, золота, алмазов, запасов цветных металлов. Потенциал только северных месторождений составляет более 2 млрд. тонн нефти и более 12 трлн. куб. м. газа. Значительная часть этих природных богатств используется в народном хозяйстве. Построены нефтегазопромысловые объекты, газо – и нефтепроводы протяженностью тысячи километров, карьеры и шахты, гидроэлектростанции, железные дороги и автомобильные, порты и аэродромы, возведены посёлки и города.

Газопроводы являются ответственными энергетическими сооружениями. К таким сооружениям предъявляются повышенные требования по надёжности в эксплуатации. Обуславливается это тем, что в случае аварии будут понесены огромные потери. По статистическим данным: в среднем интенсивность аварий на российских магистральных газопроводах составляет 0,2 аварии в год на 1000 км.

Магистральные газопроводы являются объектами, чертой которых является большая протяжённость. К примеру, газопроводы «Газпрома» имеют протяжённость – 168,3 тысяч километров и большая их часть проходит по различным климатическим зонам и различным грунтам. Самым главным требованием к такому объекту – надёжная поставка газа потребителю на уровне проектных параметров.

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Синяков			Введение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Рудаченко						10	105
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б			
Зав. Каф.		Рудаченко							

Помимо этого, магистральные газопроводы обладают особенностями, связанными с технологией транспорта газа, которые значительно влияют на выбор и исходные требования к газопроводной конструкции.

Основные месторождения и головные участки магистральных газопроводов России сооружены и эксплуатируются в условиях мерзлых грунтов и холодного климата. Экстремальные климатические условия и особенности эксплуатации предъявляют повышенные требования к обеспечению их надежности в эксплуатации.

Основным фактором, определяющим прочность газопроводов в эксплуатации, является взаимодействие их с грунтами. Практика эксплуатации показала, что трубопроводы – это наиболее уязвимое звено в промышленной системе подготовки и сбора газа. Если технологическое оборудование является сменным, имеет резервирование и эксплуатируется в более «мягких» условиях, то газопроводы находятся в экстремальных условиях и отказ трубопровода приводит к нарушению процесса эксплуатации. Поэтому обеспечение необходимой несущей способности трубопроводов в мерзлых грунтах становится одним из основных факторов и на стадии строительства, и в процессе эксплуатации одновременно [4].

Целью работы – выполнить анализ взаимодействия газопроводов с мерзлыми грунтами, детально изучить современные виды изоляции магистральных трубопроводов, а также рассчитать оптимальную толщину теплоизоляции на магистральном газопроводе, проложенном в условиях многолетнемерзлых грунтов.

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

К магистральным трубопроводам относят трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром от 219 до 1420 мм и протяжённостью обычно свыше 50 км, с избыточным давлением транспортируемого продукта от 1,2 до 10 МПа, характеризующиеся высокой пропускной способностью [1].

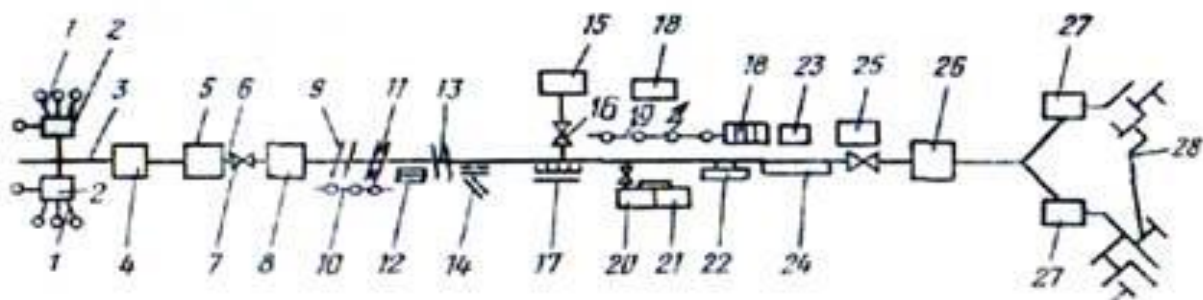
1.1 Состав сооружений магистрального газопровода

В соответствии со СНиП 2.05.06-85* магистральными газопроводами называют трубопроводы и ответвления (отводы) от них диаметром до 1420 мм с избыточным давлением газа не более 10 МПа, предназначенные для транспортировки:

- товарной продукции в пределах головных и промежуточных КС, ГРС, станций подземного хранения газа, замерных пунктов;
- сжиженных углеводородных газов с упругостью насыщенных паров не более 1,6 МПа при температуре 45 °С с мест производства (заводов) до мест потребления (пункты налива, перевалочные базы, сельскохозяйственные и промышленные предприятия, ГРС, порты пусковые базы);
- природного или попутного нефтяного углеводородного газа из районов добычи (от головных компрессорных станций) до газораспределительных станций) городов и населенных пунктов.

В состав подземного магистрального газопровода входят линейная часть и наземные объекты (рис. 1) [1].

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Синяков						
Руковод.		Рудаченко					12	105
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко						



1 - газовая скважина со «шлейфом»; 2 - газосборный пункт; 3 - газопромысловый коллектор; 4 - головные сооружения; 5 - ГКС; 6 - магистральный газопровод; 7 - запорная арматура; 8 - промежуточная КС; 9, 11, 13 - переходы соответственно через малую преграду, дорогу и крупную водную преграду; 10 - линия связи; 12 - аварийный запас труб; 14 - вдольтрассовая дорога с подъездами; 15, 26 - ГРС; 16 - отвод от газопровода; 17 - защитное сооружение; 18 - система ЭХЗ; 19 - ЛЭП; 20 - ПХГ; 21 - КС ПХГ; 22 - водосборник; 23 - дом линейного ремонтника-связиста; 24 - лупинг; 25 - вертолетная площадка; 27 - ГРП; 28 - городские газовые сети.

Рисунок 1 – Схема магистрального газопровода

1.2 Краткая характеристика газопроводных трасс

Газопроводы Крайнего Севера расположены в районах арктического климата и многолетнемерзлых льдонасыщенных грунтов, при отсутствии населённых пунктов, дорог, что создаёт дополнительные сложности при сооружении и эксплуатации. Общие признаки районов прохождения трасс – экстремальные климатические условия, многолетнемерзлые льдонасыщенные грунты, большое количество озёр, болот, заболоченные поймы рек и тому подобное [4].

Отличительными характеристиками месторождения Ямал являются засоленные грунты, криопеги, большая интенсивность болот, озёр, равнинный рельеф с большим числом впадин, что в период половодья способствует повсеместному распределению воды. Для целей сооружения и эксплуатации основными будут мерзлотные характеристики, а именно просадочность,

льдистость, влажность, которые определяют процессы пучения, просадки газопроводов.

Взаимодействие газопроводов с мёрзлым грунтом в большей степени зависит от типа грунтов, их температуры, лдьистости и влажности. Например, анализ эксплуатации газопроводов Соленское – Мессояха – Норильск показывает, что интенсивность отказов на различных участках различна. Наибольшее влияние на газопровод оказывают грунты при подземной прокладке. Если рассмотреть распределение отказов, приходящихся на 1 км трассы (рис. 2), то частота отказов на подземных участках около 3, на надземных – 0,42, на наземных – 0,13, причём распределение отказов зависит от типа грунта, а наименьшее число отказов приходится на участки открытой наземной прокладки. При этом под отказом понимается: при подземной прокладке – разрывы газопровода, как правило, вследствие пучения грунтов, при надземной прокладке – трещины усталостного характера вследствие вибраций многопролётного газопровода при пучении одной или нескольких опор, при открытой наземной прокладке – потеря устойчивости и образование гофр. Основной фактор, приводящий к отказам газопроводов, - воздействие грунтов [20, 4].

Другой особенностью взаимодействия газопроводов с грунтами является наличие отказов, в основном в зимний период времени (рис.3), что также связано с максимальным развитием процессов сезонного и многолетнего морозного пучения.

					Обзор литературы	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

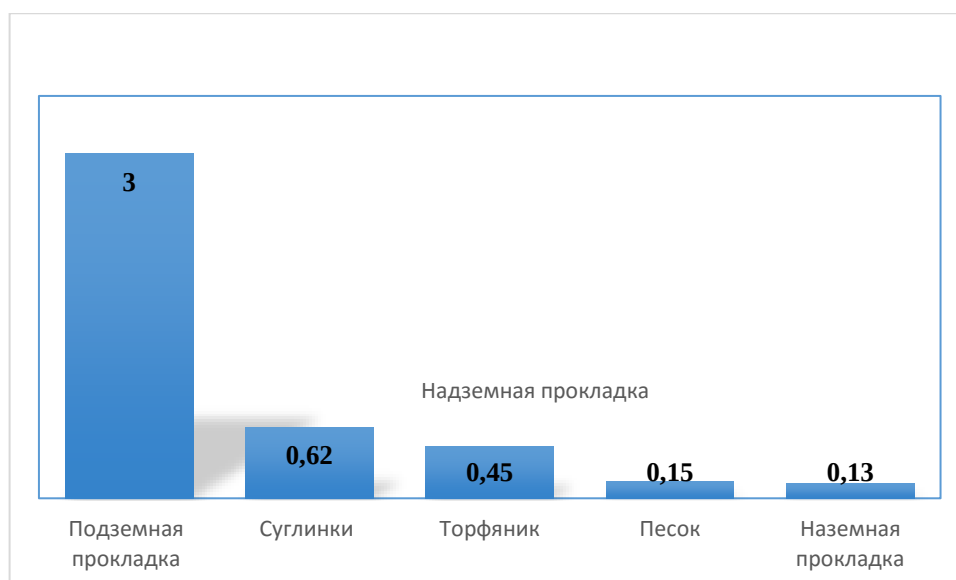


Рисунок 2 – Частота отказов на 1 км трассы

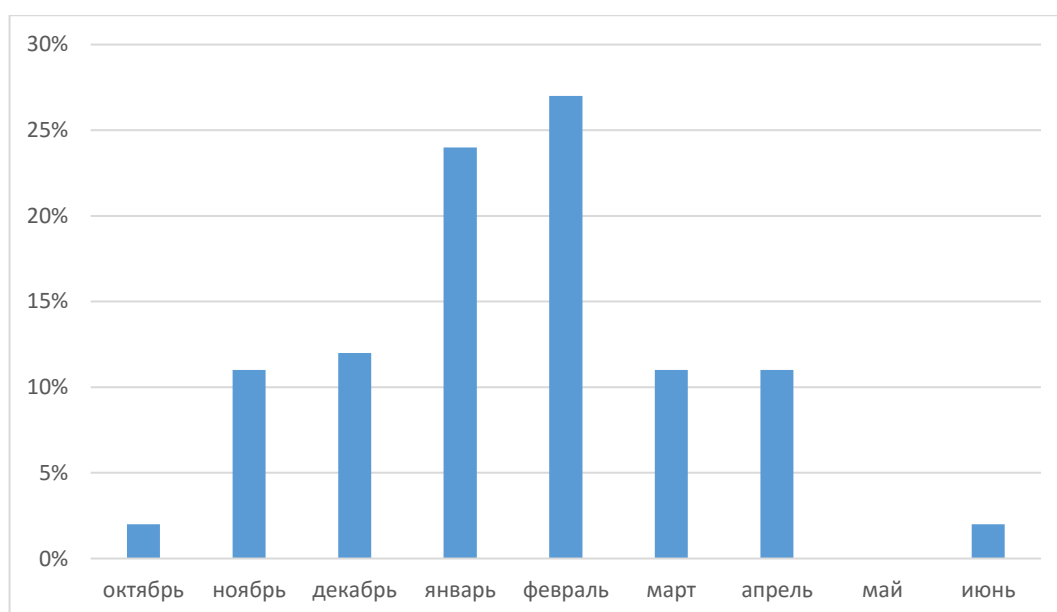


Рисунок 3 – Гистограмма распределения отказов на газопроводе

С точки зрения строительства основным вопросом является сооружение газопровода с сохранением естественного режима многолетнемерзлых грунтов, или с нарушением режима. Выбор принципа сооружения всегда влечёт за собой конструктивные решения газопровода: в первом случае – надземная прокладка, во втором – подземная. В конечном итоге необходимо техническо-экономическое сравнение, которое должно выполняться с учётом требований надёжности [4, 3].

Трассы северных газопроводов характеризуются экстремальными температурными данными, сложными геокриологическими условиями. Подземный газопровод в силу технологических особенностей вносит дополнительные возмущения в температурный режим грунтов и способствует развитию пучения, термокарста и других подобных явлений [19].

К надземным трубопроводам помимо требований на трубы предъявляются дополнительные требования как к строительной конструкции. Для газопроводов на свайном основании при проектировании формулируют требования к выбору трассы, подготовке свайного основания, монтажным работам. При сооружении газопроводов на многолетнемерзлых грунтах большое внимание уделяют производству работ по свайному основанию, а именно: способам бурения скважин под сваи, противопучинным мероприятиям, сохранности тундрового покрова. Если не учесть эти факты, это приведёт к потере устойчивости свайного основания, различным эрозионным процессам на трассе и, как следствие, к низкой надёжности эксплуатации самого газопровода. Специальное внимание на стадии проектирования следует уделять и конструкциям опор надземного многопролётного газопровода, учитывая, что трубопровод подвержен колебаниям от ветровой нагрузки, перемещениям от температурных перепадов. Наряду с обычными требованиями обеспечения прочности опор необходимо использовать также опорные конструкции, которые могут регулироваться, например, по высоте для выбора зазора между трубопроводом и опорой, исключать биение трубопровода об опоры, иметь низкое трение поверхности «опора – трубопровод» [25, 4, 3].

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в зонах вечной мерзлоты.

Газотранспортная система России не имеет аналогов в мировой практике, что приводит к ряду особенностей, возникающих при её эксплуатации. В настоящее время, имеется богатый опыт проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов. Этот опыт раскрывает актуальные проблемы при сооружении и эксплуатации магистральных трубопроводов на территориях залегания вечномёрзлых грунтов.

Грунтами называются горные породы (включая почвы), техногенные образования, залегающие преимущественно в пределах зоны выветривания, представляющие собой многокомпонентную и многообразную геологическую систему и являющиеся объектом инженерно-хозяйственной деятельности человека.

Мерзлые грунты: грунты всех видов, имеющие отрицательную или нулевую температуру и содержащие в своем составе лед.

Многолетнемерзлые грунты (вечномерзлые): грунты, которые находятся в мерзлом состоянии в продолжении многих лет (от трех и более).

Над вечномёрзлыми породами проводятся инженерно-геокриологические исследования и лишь после этого становится возможно проектирование магистральных трубопроводов в зонах вечной мерзлоты. Эти исследования дают представление о природных условиях района строительства, дают возможность совершить прогноз температуры и криогенных изменений, характеризуют расчётные параметры грунтов в мёрзлом, оттаивающем и оттаявшем состоянии.

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Синяков				Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Рудаченко						17	105
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.	Рудаченко							

В зависимости от того, в какой геокриологической зоне расположена строительная площадка, её геокриологические условия будут соответствующие.

Общая площадь вечномёрзлых грунтов составляет примерно 35 млн.км² или 22% территории всей суши нашей планеты. Около половины территории России занято вечномёрзлыми грунтами. Такая же ситуация в Канаде, а Аляска покрыта этими грунтами практически полностью. Северная строительно-климатическая зона в нашей стране занимает около 47% территории и включает в себя Дальний Восток, Крайний Север, часть районов Восточной и Западной Сибири.



Рисунок - 4 Схема распространения многолетнемерзлых грунтов в России

По условиям нефтегазового строительства на севере Западной Сибири выделяются 5 инженерно-строительных районов, характеризующихся специальными методами производства строительного-монтажных работ, связанных с комплексом инженерно-геокриологических и гидрометеорологических условий [2].

Первый инженерно-строительный район находится в зоне субарктической и арктической тундры, расположенный севернее Полярного Круга. Он отличается сплошным распространением мёрзлых пород мощностью от 300 до 500 м, а среднегодовая температура грунта здесь составляет от -9°C на севере полуострова Ямал до -3°C вблизи южной границы.

Глубина оттаивания песчаных грунтов от 1,6 до 2,8м – максимальная. В пределах района также имеются зоны повышенной засоленности и льдистости. Инженерные конструкции проектируются здесь с сохранением мёрзлого основания.

Второй район располагается южнее Полярного Круга в зоне редколесья и северной тайги, характеризуется прерывистым распространением многолетнемерзлых пород мощностью 50-150 м, среднегодовая температура грунта от -3°C до 0°C.

Максимальное сезонное оттаивание песчаных грунтов доходит до 3,2м глубиной, а сезонное промерзание около 2,5м. Инженерные конструкции проектируются здесь преимущественно с предпостроечным или эксплуатационным протаиванием основания.

Третий район имеет границы между водоразделами рек Казым, Надым, верховьями рек Таз, Пур до широтного колена реки Оби в зоне северной тайги. Этот инженерно – строительный район характеризуется островным (около 10%) распространением годовыми температурами 0°C до 3°C.

Максимальное сезонное промерзание песчаных грунтов доходит до 2,2м глубиной, а торф на болотах промерзает до 0,75м. Инженерные конструкции проектируются здесь с талым основанием.

Четвёртый район располагается в Среднем Приобье – зона средней тайги. В этом районе распространены преимущественно талые грунты с редкими островами мёрзлых маломощных пород (до 20м). Среднегодовая температура грунта от 0°C до 3°C.

Глубина максимального сезонного протаивания составляет 1,75м, а глубина сезонного промерзания торфа до 0,5м.

					Объект и методы исследования	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пятый инженерно-строительный район находится чуть южнее Ханты-Мансийска и Нефтеюганска. Многолетнемерзлые породы в этом районе не развиты [2].

Основные статистические данные, характеризующие природно-климатические условия в инженерно-строительных районах, представлены в таблице 1 [18].

Таблица 1 – Статистические данные природно-климатических условий

Строительный район	Средняя температура наружного воздуха, °C		Скорость ветра за период отрицательных температур, м/с		Снеговая нагрузка, Н/м ²	Продолжительность, час	
	плюс	минус	средняя	максимальная		лета	зимы
1	4,7	20,3	4,7	33,46	1000	2928	5832
2	9,8	16,6	3,2	26,83	1500	2928	5832
3	10,3	16,4	3,4	25,24	1500	3300	5460
4	10,8	16,2	3,7	23,66	1500	3672	5088

Многолетнемерзлые и мёрзлые грунты обладают двумя особенностями: они прочные и устойчивые, так как имеют в себе льдоцементные связи; в случаях понижения или повышения температуры грунтов происходит изменение их физико-механических свойств, что приводит к нестабильности несущей способности грунтовых оснований [14].

Незначительные нарушения растительного слоя мёрзлых грунтов обуславливают появление термокарстов. В таком случае происходит неравномерное проседание почвы и подстилающих горных пород. В момент оттаивания мёрзлой почвы происходит массовое разрушение льдоцементных связей и твёрдые вечномёрзлые грунты при пылеватом и глинистом их составе преобразуются в разжиженную массу. В момент протаивания вечномёрзлых

грунтов в основаниях инженерных сооружений, появляются значительные или же недопустимые, неравномерные осадки фундаментов, которые в итоге приводят к выходу из строя конструкции.

Можно сделать вывод: чтобы обеспечить устойчивое положение технологического объекта транспорта и хранения газа на вечномёрзлых грунтах, необходимо – учитывать особенности района строительства, детально изучить свойства замерзающего, мёрзлого или оттаивающего грунта, а также исследовать механические процессы, протекающие в них под влиянием природных факторов, их взаимодействие с конструкцией, и изыскание путей и средств изменения свойств грунта в желательном направлении.

2.2 Классификация современных теплоизоляционных материалов для магистральных газопроводов

Теплоизоляция труб – основное мероприятие, предусматривающие увеличение срока эксплуатации газопровода. Теплоизоляционные материалы обладают такими характеристиками, как: низкая теплопроводность, малая средняя плотность и высокая пористость. Теплоизоляционные материалы классифицируются по таким признакам, как: внешний вид и форма; вид исходного сырья; структура; жёсткость; средняя плотность; горючесть и теплопроводность.

По внешнему виду и форме теплоизоляционные материалы подразделяются на: шнуровые и рулонные (жгуты, шнуры, маты); сыпучие и рыхлые (песок, перлит, вата); штучные изделия (блоки, плиты, цилиндры, кирпичи, полуцилиндры, сегменты, скорлупы) [23].

Марка теплоизоляционного материала отражает величину средней плотности. Средняя плотность выражается в кг/м^3 . Исходя из этого, теплоизоляционные материалы бывают следующих марок: плотные (ПЛ) 400,

					Объект и методы исследования	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

450, 500; средней плотности (СП) 200, 250, 300, 350; низкой плотности (НП) 100, 125, 150, 175; особо низкой плотности (ОНП) 15, 25, 35, 50, 75.

Марка обозначает верхний предел средней плотности. К примеру, изделия марки 200 имеют плотность равную 175-200 кг/м³. Также материалы делятся по структуре. Они бывают: ячеистые, волокнистые и зернистые.

По жёсткости теплоизоляционные материалы подразделяются на: мягкие; полужёсткие; жёсткие; повышенной жёсткости; повышенной твёрдости.

По возгораемости: негораемые, трудносгораемые, сгораемые.

По способу порообразования все теплоизоляционные материалы классифицируются как материалы: с пространственным каркасом, с выгорающими добавками, с пористым заполнением, вспененные, вспученные, с волокнистым каркасом [23].

Основные виды применяемой теплоизоляции [21]:

- минераловатные изделия в виде матов, плит, скорлуп, цилиндров и т. п. (каменная и стеклянная вата)
- пенополистирол (вспененный и экструдированный)
- пенополиуретан
- эковата
- вспененный каучук
- вспененный полиэтилен (НПЭ, ППЭ)
- вакуумная теплоизоляция
- жидкая теплоизоляция

Минераловатные изделия из базальтовых горных пород на синтетическом связующем – применяются в изоляции трубопроводов с повышенной температурой поверхности.

Минеральная вата изготавливается из силиконового расплава горных пород и металлургического шлака или их смесей. Такие изделия выдерживают температуры до 650°C без потери механических и теплоизолирующих свойств. Они негорючие, химически стойки к маслам, кислотам и щелочам,

					Объект и методы исследования	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

формостабильны, биостойки и нетоксичны, имеют очень малое влагопоглощение, благодаря гидрофобизирующей пропитке. Несмотря на это, нужные долговечность и прочность ограничивают их применение при строительстве трубопроводов при подземной прокладке.

Теплоизоляционные изделия из стеклянного штапельного волокна, характеризующиеся низкой плотностью и температурой применения до 180°C, чаще всего их используют при надземной прокладке трубопроводов. Стекловату и маты изготавливают из супертонкого стекловолокна без связующего. Волокно такого типа представляет собой слой перепутанных штапельных супертонких коротких волокон, скрепленных между собой силами естественного сцепления. Получают их раздуванием горячими газами первичных непрерывно вытягиваемых из печи волокон. Техническая теплоизоляция из стекловаты имеет более ограниченную сферу применения по сравнению с минеральной ватой, так как минеральная вата имеет большую максимальную рабочую температуру [24, 21].

При изоляции «горячих» магистральных трубопроводов наибольшее распространение получили пенополиуретаны.

Пенополиуретаны – группа газонаполненных пластмасс на основе полиуретанов, на 85-90 % состоящих из инертной газовой фазы. Имеет ярко выраженную ячеистую структуру. Твёрдая основа занимает всего лишь 3% от объёма утеплителя, которая образует каркас. Кристаллическая структура придаёт данному полимеру высокую механическую прочность.

Рабочая температура составляет от -180 °C до +180 °C. Пенополиуретан обладает высокими теплоизоляционными свойствами, малой проницаемостью. Комплекс физико-механических (плотность – 40-80 кг/м³, теплопроводность – 0,03-0,04 Вт/м.°C, прочность – 0,3-1,0 МПа) и технологических свойств пенополиуретана вместе с высокими эксплуатационными характеристиками позволяет говорить, что за последние десятки лет пенополиуретан является одним из наилучших материалов для теплоизоляции как газопроводов, так и нефтепроводов [2].

					Объект и методы исследования	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Покрытие инертно к щелочным и кислотным средам, может использоваться и работать в грунте. Такой материал не гниёт; биологически стойкий; соответствует требованиям по горючести; защищает металл от коррозионного воздействия. Одними из самых главных достоинств пенополиуретана также считается экологическая безопасность и долгий срок службы, составляющий около 30 лет и более.

Вспененный полиэтилен – это эластичный материал, имеющий структуру с закрытыми порами и используемый для теплоизоляции труб, производственных зданий, инженерных коммуникаций, а также для гидроизоляции и шумоизоляции. Такая изоляция изготавливается в виде жгутов, листов и труб.

Пенополистирол – материал, полученный путем вспенивания полистирола с газообразователями характеризуется низкой плотностью (15-40 кг/м), а также теплопроводностью (0,03-0,04 Вт/м °С). Плюс ко всему этому, его прочность позволяет применять пенополистирол в качестве элемента, который способен нести большие нагрузки в течение долгого времени. Прочность на сжатие при 10% линейной деформации составляет для различных марок 65-250 кПа.

Пенополистирол является горючим материалом и из-за этого его использование ограничено. Вспененный пенополистирол производится вспениванием полистирола и последующим спеканием вспененных частиц.

На сегодняшний день, теплоизоляцию трубопроводов осуществляют следующими распространёнными вспененными полимерными материалами: пенополиэтилен, пенополистирол, пенополиуретан, изделия из вспененного синтетического каучука, изделия из минеральной ваты и стеклянного волокна, пеностекло и др. (см. табл. 2) [2].

					Объект и методы исследования	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2 – Распространённые вспененные полимерные материалы

Виды материалов	Наименование материала или изделия	Марка материала или изделия	Нормативные документы	Тепло Провод-ность, Вт/(м.-	Средняя плотность м, кг/м ³
Пено-пласты	Пенополиуретаны заливочные и напыляемые. Изолан-345	Изолан-350 Изолан-350Н ППУ-345 ППУ-345 МТ ППУ360Н	ГОСТ 30732-2001 ТУ2254-014-32950341 - 2000 ТУ 2226-221 - 10480596-97 ТУ 2254-015-21070677- 2001 ТУ 6-55-221-1248-92 и др. 0,025-0,045		40-200
	Фенольные	Пенопласты, группа 75 ФРП, ФПБ и др.	ГОСТ 22546	0,03-0,04	65-85
	Пенополистирол экструзионный	ПЕНОПЛЭКС	ТУ 5767-002-46261013-99 ТУ 5767-015-01297858-00	0,028-0,033	38-50
	Пенополистирол прессовый, беспрессовый ПСБ-С	ПСБ	ГОСТ 15588-86	0,028-0,035	15-50
	Пенополиэтилен ППЭ	Porilav PE Изолон	ТУ 0203482-005-98	0,03 - 0,04	25-50
	Вспененный каучук К- Flex	Armaflex	ТУ 5768-001-55258056-04	0,03-0,04	40-60
Изделия из минеральной ваты и стеклянного волокна	Маты минераловатные прошивные 100-125		ГОСТ 21880	0,045-0,08	102-132 132-162

Продолжение таблицы 2

	Конструкции из минераловатных изделий гофрированной структуры 75 - 100		ГОСТ 9573	0,041	66-98 84-130
	Плиты теплоизоляционные из минеральной ваты на синтетическом связующем		ГОСТ 9573	0,04-0,07	55-75 75-115 90-150
	Полуцилиндры и цилиндры минераловатные на синтетическом связующем		ГОСТ 23208	0,049-0,07	75-125 126-175 176-225
	Маты и вата из супертонкого стеклянного и базальтового волокна с различными связующими и без них		ГОСТ 95.2691-98 ТУ 5769-002 - 08621635-98	0,033-0,047	60-80
Сферонаполненные материалы и изделия Плиты теплоизоляционные из сферопластика.	Сферопластик для теплоизоляции	СФИ-400	ТУ 225729-018-01297858-2001 ТУ 6-55-221-1426-96	0,06	370-400
	Изделия из неорганических материалов Пено-стекло 200 - 250	Foamglas Неопорм	ТУ 21 БССР 290-87 ТУ 5914-002-70153001-04 ТУ 5914-004-43189350- 2005 0,07-0,1	0,038-0,048 0,041-0,056	170-250 120-165

Полностью отвечает задачам теплоизоляции газопроводов экструдированный пенополистирол [2]. Низкий коэффициент теплопроводности (0,028-0,033 Вт/м·К) и относительно высокой прочности (0,25-0,5 МПа) вместе с очень низким водопоглощением (0,1-0,2 % об.) при низкой плотности (35-45 кг/м³) делают этот материал исключительно перспективным при использовании его для защиты вечномёрзлых грунтов от растепления при строительстве дорог, трубопроводов, аэропортов, внутрипромысловых площадок в районах Дальнего Востока и Крайнего Севера. Экструдированный пенополистирол марок «Пеноплэкс», выпускаемый в РФ в виде плит различной толщины, «XPS», выпускаемого фирмой «ДАУ КЕМИКЛ Компани», «Styrodur» фирмы «БАСФ Групп» имеют практически одинаковые параметры [24].

Высокие прочностные характеристики экструдированного пенополистирола обеспечивают надежную защиту трубопроводов от механических повреждений. Примером может служить строительство газопровода «Голубой поток». Здесь сегменты из экструзионного пенополистирола были применены для защиты газопровода на участках активных тектонических разломов. Защита такого типа позволяет минимизировать воздействие грунта в случаях землетрясения и сохранить гидроизоляцию трубопровода.

Компания «Газпром» привлекла ООО «ПЕНОПЛЕКС СПб» к участию в реализации проекта «Сила Сибири». Речь идёт об использовании теплоизоляционных материалов марки ПЕНОПЛЕКС при создании подъездных дорог и путей, обустройстве баз добычи газа, производственных площадок и компрессорных станций. При реализации проектов «Газпром» старается использовать новейшие материалы и технологии [17], с целью минимизировать воздействие на экологию. Месторождения северных районов России обладают хрупкой экологической системой и возможное негативное антропогенное влияние на неё может вызвать катастрофические последствия. Качество и надёжность здесь, являются первостепенными вопросами.

					Объект и методы исследования	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применение данного вида теплоизоляционных материалов позволяет сократить объем подготовительных и основных земляных работ без ущерба для качества дорожного полотна (рис.5). В данном случае нет необходимости снимать лишний слой грунта, что позволяет сократить количество рейсов тяжёлой строительной техники по незащищённым почвам Сибири.



Рисунок 5 – Утепление дорожного полотна ПЕНОПЛЕКСОМ

Также материал надёжно защищает дорожное полотно от морозного пучения грунтов, защищает вечномёрзлую почву от оттаивания, предотвращая тем самым просадку дорожного полотна.

Жидкое керамическое теплоизоляционное покрытие торговой марки КОРУНД [26] представляет собой жидкую композицию на водной основе. Данное покрытие имеет следующий состав: пигментирующие, ингибирующие и антипереновые добавки, а также микроскопические керамические вакуумированные сферы. Основной компонент теплоизоляции является полимерная латексная композиция, в которой диспергированы керамические микросферы размером 0,01...0,5 мм. Иными словами, теплоизоляция состоит из высококачественного акрилового связующего, оригинальной

					Объект и методы исследования	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разработанной композиции катализаторов и фиксаторов, керамических тонкостенных микросфер сразряженным воздухом. Также в состав вводятся специальные добавки, позволяющие предотвратить появление коррозии на стенке трубопровода и образование грибка в условиях повышенной влажности на бетонных поверхностях. Такая комбинация придаёт материалу лёгкость, гибкость, растяжимость, отличную адгезию к покрываемой поверхности. По своей консистенции, данного вида изоляция напоминает краску (рис. 6).



Рисунок 6 – Жидкое керамическое теплоизоляционное покрытие
торговой марки КОРУНД

Жидкое керамическое покрытие марки КОРУНД применяется для теплоизоляции, защиты от коррозии, обладает диэлектрическим свойством, а также защищает от ультрафиолетового излучения. Имеет значительные преимущества перед утеплителями из минеральной ваты. В умеренных и умеренно-холодных климатических зонах долговечность составляет как минимум 10 лет.

Теплоизоляции КОРУНД решает такие задачи, как:

- экономия пространства утепляемого объекта;
- качественное утепление;
- устранение конденсата и коррозии;
- защита поверхности (окраса);
- защита от появления грибков, плесени и микроорганизмов;
- создание бесшовного покрытия.

					Объект и методы исследования	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применяя стандартные утеплители, можно столкнуться со следующими проблемами: порча утеплителя грызунами, кража частей изоляции, вандальное разрушение утеплителя, размножение в пустотах утеплителя насекомых, трудоёмкий демонтаж, проблемы с утилизацией. С теплоизоляцией КОРУНД таких проблем не возникает. Продукты марки КОРУНД, уже зарекомендовали себя на рынке профессиональной теплоизоляции. Они имеют следующие достоинства [26]:

- Водонепроницаемы;
- Защищают поверхность от влаги, перепадов температуры;
- Имеют идеальную адгезию к пропилену, пластику и металлу, изолируя тем самым поверхность от доступа воздуха и воды;
- Используются для покрытия поверхностей любой формы;
- Повышают защиту от коррозии и снижают теплопотери;
- Эффективно сопротивляются воздействию ультрафиолетового излучения, при этом не разрушаясь;
- Отражают лучистую энергию;
- Легко восстанавливаются и ремонтируются;
- Полный слой высыхает за 24 часа;
- Не создают дополнительных нагрузок на несущие конструкции;
- Быстрая процедура нанесения;
- Расчётная теплопроводность при 20°C 0,001 Вт/м °C;
- Возможен постоянный доступ к осмотру поверхности без необходимости остановки производства;
- Не поддерживает горение;
- Экологически безопасны, нетоксичны, не содержат вредных летучих органических соединений.

					Объект и методы исследования	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.3 Взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами

Для обеспечения надежной эксплуатации газопроводов в условиях Севера необходимо на стадии проектирования обеспечить согласованность конструктивных решений и технологических мероприятий по транспортировке газа с реальными условиями и факторами, влияющими на трубопроводы в процессе эксплуатации. При этом один из основных факторов – взаимодействие газопровода с грунтами и оценка его устойчивости в эксплуатации [22].

При эксплуатации газопровода в многолетнемерзлых грунтах возникают две главные задачи, которые обуславливаются технологией транспорта газа. Первый случай (бескомпрессорная подача газа) предполагает транспортировку газа, в ходе которой, газ из надземного газопровода поступает в подземный газопровод, к примеру, в протяжённые поймы рек. Температура в стенке трубопровода, следовательно, и температура газа определяется значением температуры наружного воздуха. Выходит, что начиная с октября, в холодное время температура надземного участка намного ниже температуры окружающего грунта. Это создаёт температурный градиент и дополнительные напряжения в газопроводе.

Во втором случае, газ идёт по подземному газопроводу и его температура положительная (после прохождения через компрессорную станцию), а температура грунта, окружающего трубопровод – отрицательна. Это приводит к возникновению в мёрзлых грунтах и породах расщепления, дополнительным напряжениям в газопроводе, а также осадке отдельных участков [3].

Основной задачей исследования является оценка взаимодействия газопровода с многолетнемерзлыми грунтами, влияние на его устойчивость пучения, просадок, термокарста, морозных трещин и т.п.

					Объект и методы исследования	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Как было выяснено, геокриологические условия на трассах во многом разнообразны. Из этого следует, что их силовые воздействия на трубопровод отличаются друг от друга, а достоверным средством исследования будут являться натурные измерения.

Практика эксплуатации трубопроводов в мёрзлых грунтах показывает, что самыми опасными участками газопроводов являются участки, проложенные в пучинистых грунтах. Во-первых, за счёт возмущающего фактора – температурного градиента – пучение интенсифицируется, а во-вторых, на трубопровод действуют дополнительно нагрузки морозного пучения грунтов.

Как показывает практика эксплуатации газопроводов в мерзлых грунтах, наиболее опасными являются участки трубопроводов, проложенные в пучинистых грунтах. Во-первых, на трубопровод действуют дополнительно нагрузки морозного пучения грунтов, во-вторых, за счёт возмущающего фактора – градиента температур – пучение интенсифицируется.

Примером может служить подземный участок газопровода Соленинское – Мессояха – Норильск [3].

На рисунке 6 представлен характерный разрыв газопровода, который проложен в пойме на глубине от 1,3 до 1,5 м, происшедший в декабре при температуре наружного воздуха минус 45°С. Одна часть газопровода оказалась жестко заземленной, в то время как другая часть сместилась вверх под действием сил пучения с последующим разрывом по соединительному шву.

Результатами исследований было утверждено, что качество сварного соединения и качество металла трубы было удовлетворительное. В изломе отмечаются неоднородность и сложность структуры, а также выделяются две зоны: одна зона около 80 % по периметру окружности соответствует начальной стадии зарождения и развития трещины. Большое число фокусов излома микрозон свидетельствует об однократном нагружении. Другая зона пролегает по металлу трубы, скорость распространения трещин в этой зоне

высокая и примерно 20 % по периметру окружности имеет повышенную шероховатость поверхности.

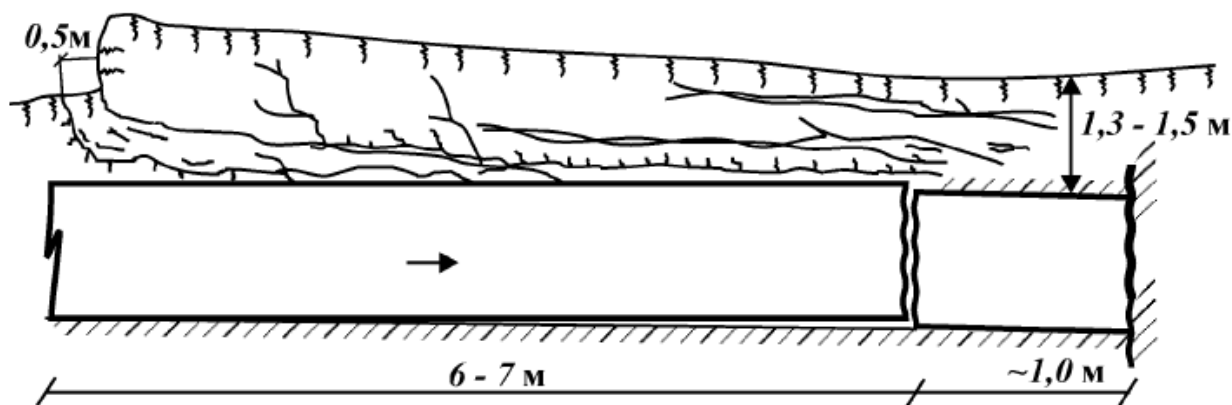


Рисунок 7 – Схема разрыва трубопровода на пойменном участке

В следующем примере рассматривается разрыв газопровода вследствие морозобойного растрескивания. На рисунке 7 изображён разрыв газопровода, а также наличие на поверхности грунта морозобойных трещин. Морозобойные трещины образуют блоки растрескивания размером 1,5х1,5 м. Данный участок характеризуется минимальным снежным покровом, так как рельеф участка спокойный, он относится к высокой пойме, а также он хорошо продуваем.

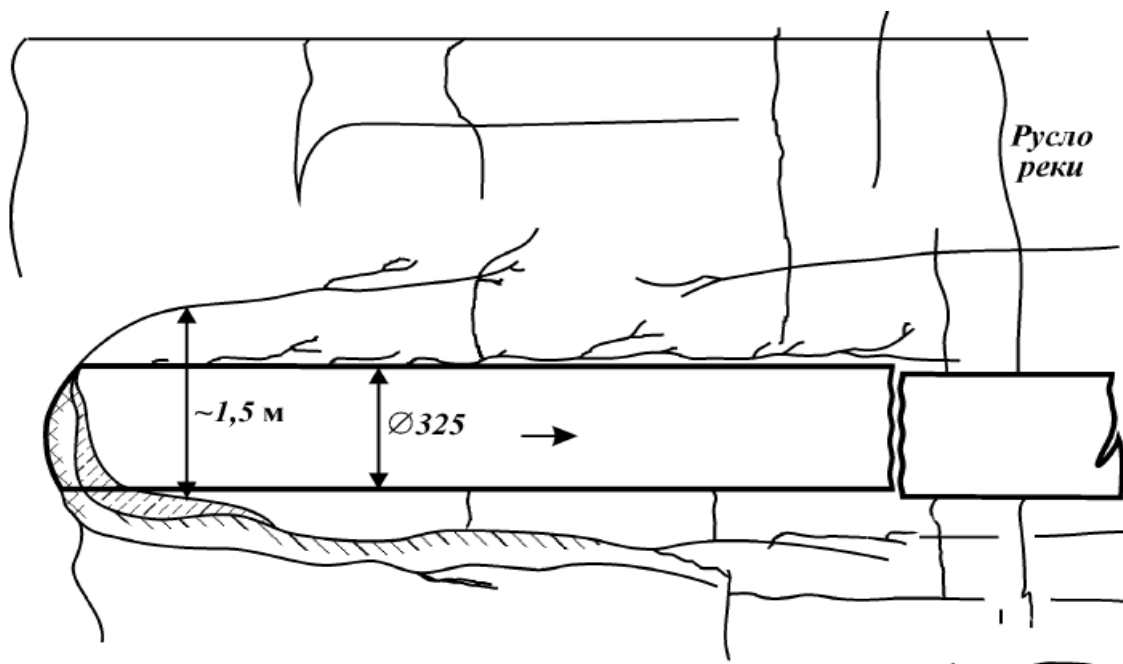


Рисунок 8 – План разрыва трубопровода в условиях морозного растрескивания грунта

В последнем приведённом примере описывается ситуация, имеющая место при взаимном пересечении подземного газопровода и мелких водотоков. На рисунке 8 показан разрыв газопровода диаметром 529 мм в начале января. В результате действия сил пучения в первом сечении по телу трубы произошло разрушение в зоне сварного шва, но участки трубопровода, заземленные в мерзлом грунте, не изменили своих положений. Разрыв возник также в случае однократного значительного нагружения [3].

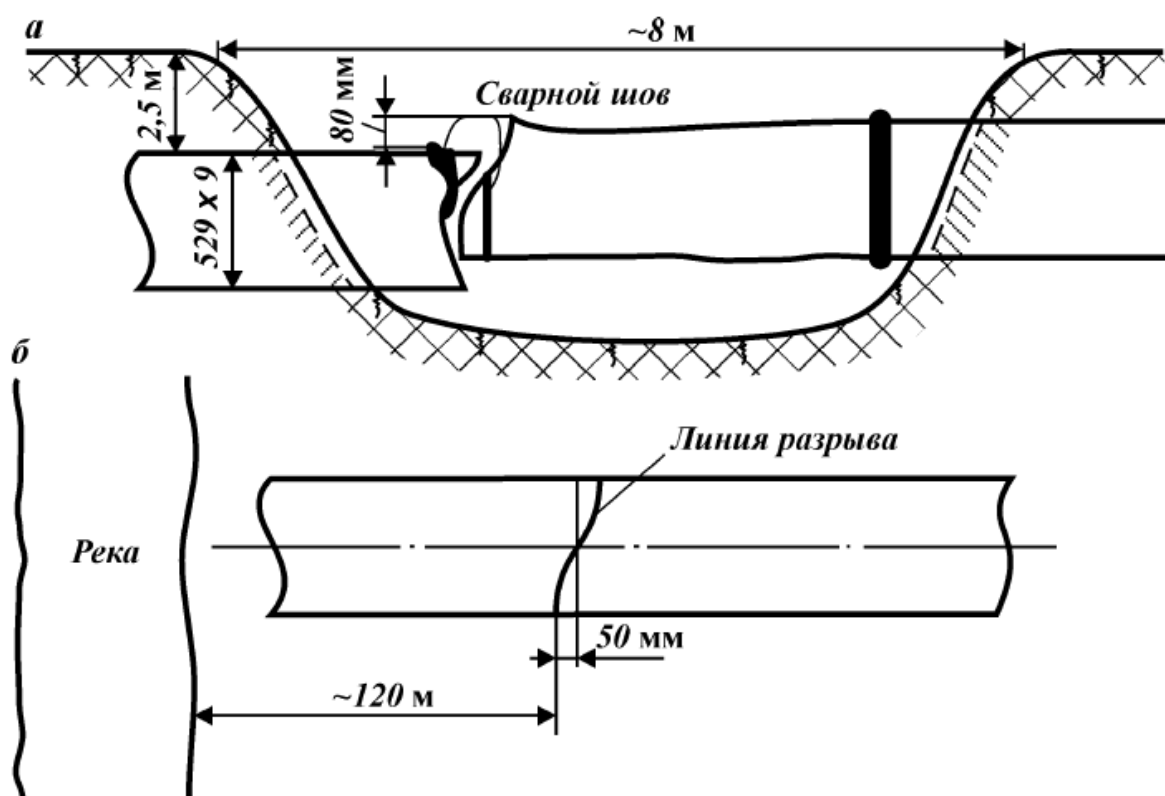


Рисунок 9. Схема профиля (а) и план участка разрыва подземного трубопровода (б) (переход подводный, пойменный участок)

Такие разрывы происходят, чаще всего, в первых месяцах зимы или же поздней осенью. Они характеризуются одинаковыми признаками разрушения. На первом этапе промерзания трубопровод, испытывает сжатие со стороны промерзающих грунтов и постепенно перемещается вместе с мерзлыми грунтами вверх. При увеличении мощности мерзлого грунта скорость перемещения возрастает.

В конечном итоге, это приводит к значительному увеличению напряжений в трубопроводе. После исчезновения под трубопроводом талого прослая, разобщающего зоны промерзания от дневной поверхности и газопровода, выпучивание последнего продолжается в связи с пучением грунтов, промерзающих под ним. Скорость промерзания грунтов в начале зимнего сезона обычно больше, чем от дневной поверхности, и наибольшие деформации трубопровода достигаются в момент смыкания промерзающего грунта с кровлей многолетнемерзлых пород. Наибольшую опасность для газопровода представляет не столько само пучение, сколько его неравномерность по длине [5, 3].

2.4 Прочность и устойчивость газопроводов в мерзлых грунтах

Рассмотрим задачи прочности и устойчивости газопроводов на основе комплексного подхода, начиная с анализа температурных полей вокруг газопровода. Дадим краткие сведения о температурных режимах эксплуатируемых газопроводов.

Оптимизация температурных режимов северных газопроводов важна по ряду причин. Во-первых, при оптимальных режимах повышается пропускная способность газопровода. Во-вторых, обеспечивается продольная устойчивость подземного газопровода, сохраняются грунт засыпки и проектные параметры трассы [6].

Особую роль оптимизация температурных режимов играет при прокладке трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах. Эти трубопроводы в наибольшей степени подвержены влиянию градиента температур [7]. Оптимальный температурный режим предотвращает процессы термоэрозии, термокарста, солифлюкцнп и т.п.

При анализе воздействия температурных режимов газопровода на окружающие грунты удобно различать «холодные» и «теплые» трубопроводы. В первом случае вокруг газопровода возникнет ореол промерзания, во втором – дополнительное протаивание. На «холодные» трубопроводы действуют

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

дополнительные нагрузки от промерзающих грунтов (особенно опасны нагрузки от пучения грунтов). «Теплые» трубопроводы подвержены осадке или всплытию с потерей устойчивости.

Как известно, задачи теплового взаимодействия трубопроводов с окружающими грунтами относят к классической задаче Стефана и ее модификациям с учетом нестационарности, многофазности и т.п., для которых разработаны различные приближенные аналитические решения.

Остановимся здесь на ряде результатов, полученных в процессе натурных измерений на газопроводах, расположенных на севере Сибири. Сначала приведем данные натурных наблюдений для «холодного» подземного газопровода на трассе Мессояха – Норильск, где колебания температуры газа – нагревание летом и охлаждение зимой – приводят к неравновесным тепловым процессам в окружающих грунтах, а именно, к изменениям температурного режима, глубины оттаивания и промерзания. Практически важно изучить режим осеннего промерзания, что дано на рисунке 9 для газопровода диаметром 0,5 м, заглубленного в многолетнемерзлый грунт на 1,2 м. Измерения температур проводились в каждой скважине через 0,4 м по глубине. Из сравнения изотерм видно, что температура грунтов около трубы отличается от температуры естественного грунта на 16 – 20 °С, т.е. имеется значительный температурный градиент. В среднем в полосе газопровода возникает температурный градиент 0,5 – 0,6 °С/м между подошвой слоя сезонного оттаивания (на глубине 1 м) и глубиной нулевых амплитуд (10 м) [9]. Этот параметр существенно зависит от глубины заложения газопровода, геологии, технологии эксплуатации. Поскольку условия вдоль трассы газопровода различны, это приводит к неравномерности промерзания грунтов по длине газопровода и создает нерасчетные нагрузки пучения грунта. Подробно эти задачи рассмотрены в книге.

Типичным является пример расщепления грунтов в зоне газопровода после компрессорной станции при отсутствии станций охлаждения газа. Сотрудниками института ВНИИСТ и ВНИИГАЗ были выполнены натурные

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

исследования глубины протанвания многолетнемерзлых грунтов в основании магистральных газопроводов на севере Западной Сибири. Ореолы оттаивания исследовались на газопроводе Надым – Пунга и в 15 км от Надымской КС. Грунты трассы представлены среднезернистыми песками суммарной влажностью 22 – 27 %, сверху перекрытыми торфом мощностью до 0,8 м. Среднегодовая температура грунтов от 0 до минус 0,9 °С. В табл. 6.1 даны ореолы оттаивания грунтов в основании ниток II, III и IV газопровода Надым – Пунга.

После пуска в эксплуатацию в начале 1977 г. Надымской КС среднегодовая температура газа в трубопроводах ниток II и III повысилась с 3,2 до 22 °С, что значительно увеличило скорость протанвания и привело к прекращению образования сезонных ореолов промерзания. При этом глубина протаивания постоянно увеличивается с ростом сроков эксплуатации.

При проектировании северных газопроводов важное значение имеет температура грунта на глубине их заложения. На основе этих данных формируются требования к температурному пределу металла труб в эксплуатации. Во ВНИИГАЗе была разработана методика прогноза минимальных температур, в которой отмечено, что этот параметр зависит от среднегодовой температуры грунта, температуропроводности и глубины естественного протанвания грунта. Согласно этой методике, предполагается, что при отсутствии фактических данных принимать средневзвешенные минимальные температуры грунта на глубине заложения газопровода (например, для условий п-ова Ямал минус 19 °С).

Анализ тепловых режимов и получение данных об ореолах протаивания – промерзания дают возможность решать задачи механического взаимодействия трубопроводов с грунтами и получать числовые оценки напряжений и перемещений трубопровода.

При проектировании подземных трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах решается задача об устойчивости трубопровода (транспортирующего газ) с учетом слоя сезонного оттаивания. Нарушение естественного

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

температурного и влажностного режимов многолетнемерзлых грунтов в зоне трубопровода приводит к таким явлениям, как пучение, просадка, солифлюкция, термоэрозия, термокарст и другим техногенным процессам. С инженерной точки зрения, как было отмечено выше, возникают следующие проблемы.

Первая, когда по трубопроводу транспортируется газ с положительной температурой, что приводит к образованию ореола протаивания и к возможной просадке или всплытию газопровода. Вторая – газ имеет отрицательную температуру, что приводит к дополнительным мерзлотным процессам – пучению, морозному растрескиванию. Очевидно, что для эксплуатации наиболее благоприятным будет температурный режим газопровода, близкий к температурам окружающего грунта, но на практике это труднодостижимо с учетом дроссель-эффекта, теплообмена с грунтами в различные периоды года.

Вторая проблема менее изучена и более актуальна для арктических газопроводов. Газопровод как протяженное сооружение пересекает самые различные грунты, талики, поймы и т.д. Встречающиеся участки пучнистых грунтов отличаются по льдистости, механическим свойствам и температуре. Это создает предпосылки для неравномерного пучения. Опасность пучения грунтов для трубопровода состоит, прежде всего, в их неравномерности. Неравномерность же связана или с различным заглублением трубопровода и вымыванием грунта или неполной засыпкой, или с изменением мерзлотных условий на смежных участках. Значительные нагрузки на газопровод возникают на границе таких участков, где на один конец действуют нагрузки со стороны промерзающего грунта, а другой конец защемляется после промерзания сезонно-талого ореола.

2.5 Повышение эксплуатационной надёжности пойменных участков газопроводов

При эксплуатации трубопроводов, пролегающих вечномерзлых грунтах, появляются трудности на участках переходов через крупные реки.

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

Протяжённость пойменных участков может составлять около нескольких километров. Они имеют различные мерзлотные характеристики, которые создают пучение грунта и криогенное трещинообразование. Чаще всего эти процессы возникают с газопроводами, проложенными комбинированным способом прокладки: надземный трубопровод, переходя в подземный пойменный участок, создаёт сильные возмущения в процессы массо- и теплообмена грунта, окружающего трубопровод. Во время бескомпрессорной подачи, температура газа в трубопроводе определяется температурой окружающего воздуха, влиянием ветра и солнечной радиацией. Колебания температуры газа – нагрев в летний период и охлаждение в зимний – служат образованию неравновесных процессов на подземных участках – летом образуются ореолы протанвания, в зимний период – неравномерное и быстрое промерзание грунтов вокруг газопровода. На газопроводе наиболее опасными считаются процессы промерзания, которые в конечном итоге приводят к авариям.

Проводимые в течение десятков лет на пойменных участках, натурные наблюдения, доказали, что под действием теплого влияния газопровода изменяется глубина оттаивания, температурный режим грунта и глубина промерзания. Охлаждающее влияние газопровода на грунты значительно, на глубине 1,6 метра температура породы около трубы, к примеру, отличается от температуры естественного грунта на 16 – 20 °С. Такой температурный градиент в сочетании с большей плотностью грунтов пойменного участка приводят к пучению грунта, которое достигает до 30 сантиметров в календарный год. Кроме пучения, открытые площадки поймы могут быть подвергнуты морозобойному трещинообразованию, создающему дополнительные нагрузки на газопровод. При перепадах температур возникают температурные напряжения в трубопроводе, которые в случае заземления трубы на отдельных участках вызывают большие осевые нагрузки [8]. Иначе говоря, на газопровод, проложенный в траншее на пойменных

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

участках рек, действует целый комплекс механических сил от действия названных выше факторов [16].

Для предотвращения аварий и устранения этих отрицательных явлений необходима разработка специальных мероприятий технологического и конструктивного характера, которые бы позволили обеспечивать безопасную эксплуатацию дюкеров. На настоящий момент времени на практике отсутствуют рациональные технические решения или эффективные проектные разработки. Так, применение вакуумной изоляции практически не отработано, а использование различного вида подогрева дюкеров требует больших источников энергии и их обслуживания, что не выгодно экономически и непросто в трассовых условиях.

Поскольку в проектах предусмотрено выполнение перехода трубопроводов с применением резервирования, количество дюкеров больше числа основных ниток. Этим фактом воспользовались при разработке решения, направленного на значительное уменьшение температурного градиента между газопроводом и окружающим грунтом и тем самым на снижение дополнительных нагрузок на трубу [10]. Для достижения этой цели разработали и внедрили особый метод управления тепловым режимом поименных участков. Суть метода состоит в создании в период низких температур наружного воздуха, а также в период промерзания – режима вокруг газопровода, близкого к естественному, что позволяет избежать неравномерного давления грунта на трубу, переохлаждение грунта вокруг неё и пучения. Данная цель достигается достаточно простым технологическим мероприятием – осуществлением поочерёдной работы группы дюкеров, т.е. их переключением в определённом режиме согласно графику. Составляется график со следующим расчётом: каждый дюкер, отработав определённое время при низких температурах и набрав какое-то определённое количество градусо-часов, отключается и температурное поле вокруг формируется постепенно. Режим этих переключений выбирается от конкретных мерзлотно-

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

грунтовых условий определённого дюкера, а также в зависимости от температуры газа, входящего в пойменный участок.

Количество градусо-часов является основным параметром, определяющим время, которое должен отработать дюкер; по достижении определенной нормы градусо-часов группа дюкеров отключается, включается следующая группа, после отработки нормы градусо-часов она также отключается и этот процесс повторяется снова и снова. Весь холодный период времени года сохраняется данная цикличность переключений. Сумма отработанных градусо-часов отражает количество привнесенного холода в грунт пойменного участка и принимается в зависимости от скорости промерзания летних ореолов оттаивания, от неравномерности защемления трубы при слиянии промерзающих ореолов с мерзлыми толщинами, от наличия пучинистых грунтов, от сил примерзания грунтов к поверхности газопроводов и др [12].

Теоретически подход к учету комплекса перечисленных факторов затруднителен, поэтому при инженерном подходе важно задаться допустимой нормой градусо-часов, а также осуществить подсчет наработанных градусо-часов исходя из опыта эксплуатации. Здесь следует учитывать, что силы смерзания грунтов с газопроводом увеличиваются при росте отрицательных температур грунта и транспортируемого газа. К примеру, при $t = -6\text{ }^{\circ}\text{C}$ усилие смерзания 0,6 МПа, а при $t = -20\text{ }^{\circ}\text{C}$ усилие смерзания составляет около 2 МПа. В первом приближении принимается линейная зависимость градусо-часов от температуры газа и времени работы дюкера:

$$K = \alpha t_r \tau \quad (1)$$

где K – номинальная норма градусо-часов;

α – коэффициент жёсткости, учитывающий температуру и смерзание, отражающий перераспределение температуры в системе газопровод – грунт, определяется опытным путём (рисунок 10);

t_r – температура газа перед пойменным участком, $^{\circ}\text{C}$;

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

τ – время работы дюзера при определённой температуре, ч.

Большой срок эксплуатации показал, что для определённой газопроводной системы норма градусо-часов $K = 2000$, но это значение может варьироваться от 1500 до 3000 в зависимости от технологических причин (неплановых отключений, ремонтных работ и т.п.).

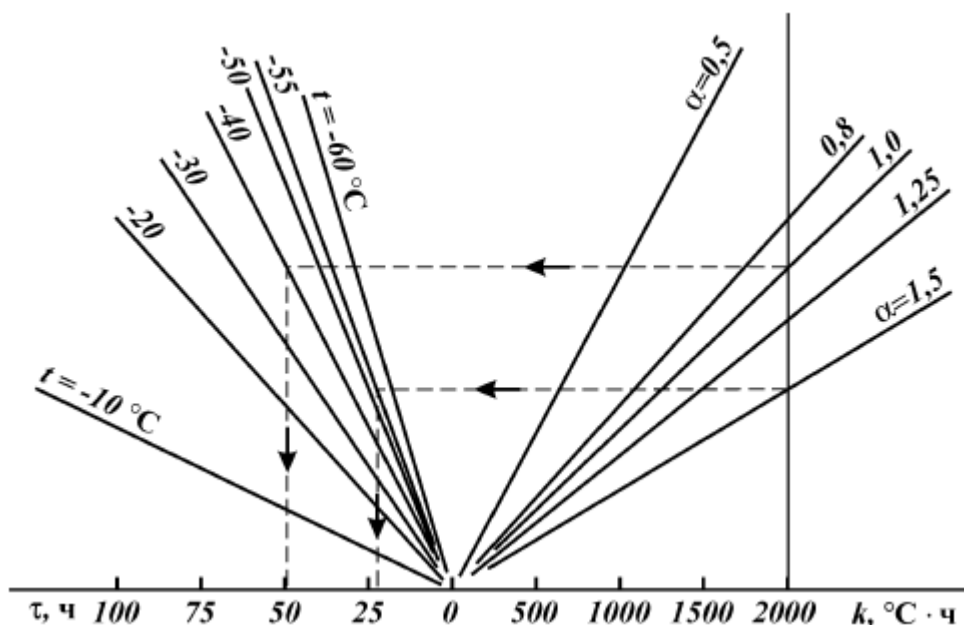


Рисунок 10 – Номограмма определения времени работы дюзера при отрицательных температурах:

α 1,5 1,25 1,15 1 0,5

$t, ^\circ\text{C}$ ≤ -50 < -45 < -40 < -38 < -25

Для использования данной методики была разработана номограмма (рисунок 10), по которой, зная температуру газа, определяется время работы каждого отдельного дюзера. К примеру, зная ежедневные данные о температуре газа, оператор может по номограмме определить, сколько градусо-часов набирает конкретный дюзер, а в момент достижения определённой нормы совершить переключение дюзера в режим стабилизации.

Данный метод применялся на пойменных участках трубопроводов на реках Малая и Большая Хета, а также на реке Енисей. На этих участках

					Объект и методы исследования	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

повысилась эксплуатационная надёжность и были полностью исключены аварийные ситуации.

2.6 Метод управляемого подогрева

Главным минусом предыдущего метода является снижение производительности системы, в момент, когда на некоторое время отключается участок-дюкеров системы газопроводов в пучинистых грунтах. Метод управляемого подогрева позволяет активно воздействовать на грунт без остановки участка трубопровода [11].

Вернёмся к газопроводу Мессояха – Норильск, где и был разработан и внедрён метод управляемого подогрева. Усреднённое значение пучения грунтов в зоне трубопровода составляет около 150 мм и среднее квадратичное отклонение – около 20 мм.

Необходимо на период сезонного промерзания снизить отрицательные явления неоднородного пучения вдоль трубопровода. Для этого необходимо подогреть участок грунта вокруг газопровода в сезон смерзания, чтобы температура составляла примерно 0°C . Из расчётов было доказано, что толщина ореола должна быть около $1/3$ диаметра трубопровода. В таком случае, нагрузки пучения со стороны промерзающего грунта будут воздействовать на данный ореол, не достигая опасных для газопровода значений (рисунок 11).

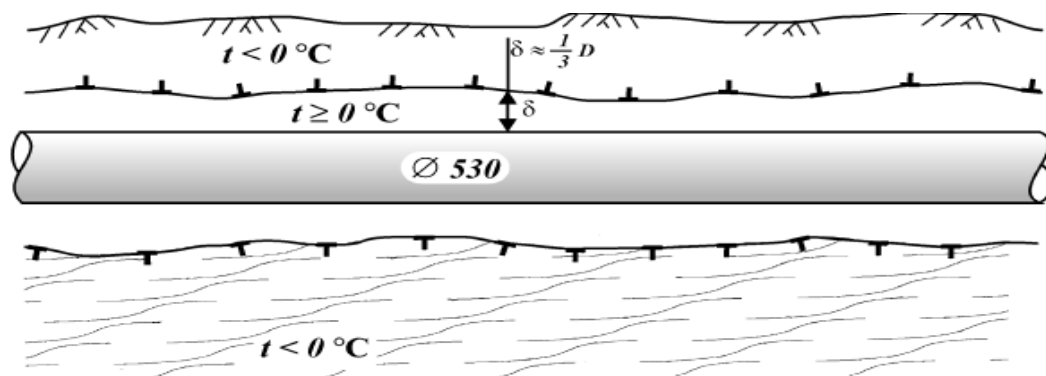


Рисунок 11 – Снижение нагрузок пучения с применением метода теплового подогрева

Сам метод осуществляется следующим образом. На возможном опасном участке трассы газопровода устанавливают устройство для подогрева газа. В пределах данного участка размещается минимум три наблюдательные площадки, оборудованные на толщину сезонно-талого слоя датчиками давления и температуры.

Точно такие же датчики устанавливают в четырех диаметрально противоположных точках по внешнему контуру газопровода. Проводить наблюдение за температурой промерзающих пород и их механическим воздействием на газопровод начинают с момента начала промерзания. При достижении нулевой изотермой верхней образующей трубы происходит ее смерзание с грунтом и вертикальное перемещение за счет пучения вышележащей толщи. Дабы избежать этого, начинают подогревать газ и осуществляют подогрев в течение всего периода промерзания сезонно-талого слоя. В итоге вокруг трубопровода образуется слой талого грунта, фильтрационная консолидация которого способствует релаксации нагрузок пучения промерзающих грунтов. Толщину талого слоя регулируют температурой подогрева газа или же периодичностью его пропуска. После того как, подогрев прекращается происходит промерзание грунтов в самом ореоле оттаивания. При образовании ореола оттаивания создается, дополнительный положительный эффект, обеспечивающий компенсацию температурного напряжения в системе трубопровод – грунт за счет получения возможности продольного перемещения газопровода [3].

Впервые метод снижения нагрузок пучения таким способом был осуществлён в 1983 году на участке дюкерного перехода трубопровода Мессояха – Норильск через 3-километровую пойму реки Енисей (рисунок 12).

Транспортируемый продукт, поступающий из магистрального газопровода, проходил через подогреватель ПТ-160/150 и имел на выходе в подземный дюкер температуру + 20 °С, на выходе из него + 4 °С. На трех площадках, которые были установлена на интервале 1 километр велись замеры температуры стенки газопровода и вмещающих грунтов с помощью

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

градуированных термокос, которые были установлены в скважинах. Перемещение фронта промерзания фиксировалось с помощью мерзлотомеров системы Данилина. Давление на стенку трубопровода и в промерзающем массиве контролировалось грунтовыми мессдозами типа ДМ. Помимо этого, были установлены тензодатчики на стенках трубопровода для определения температурного напряжения [3].

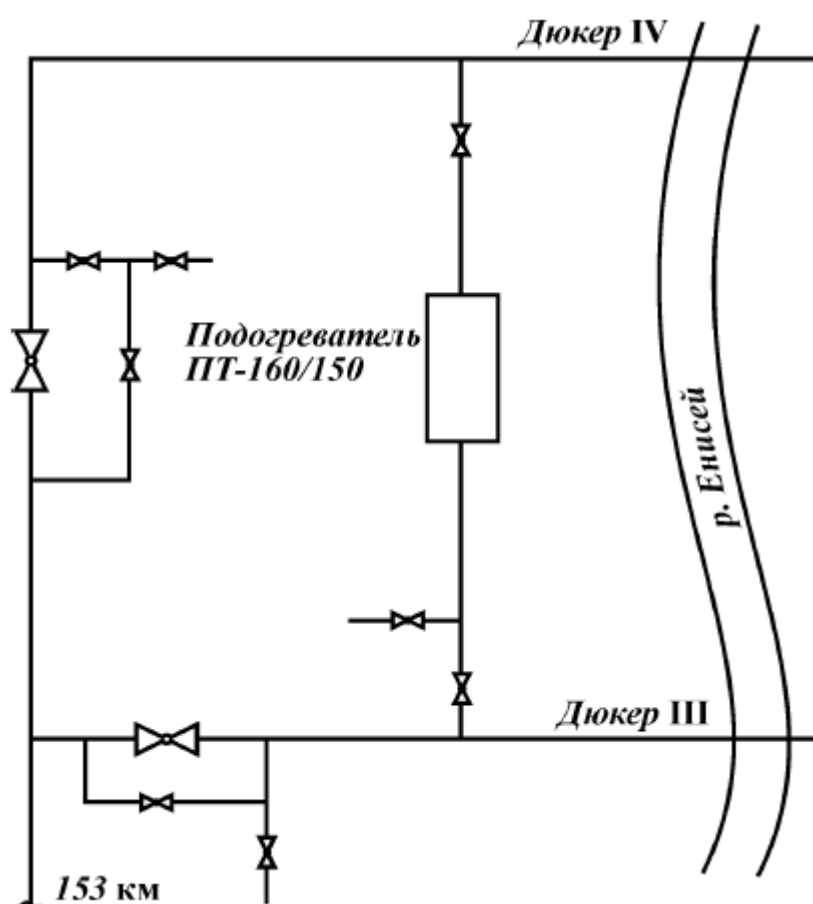


Рисунок 12 – Схема установки ПТ-160/150 в пойме реки Енисей

Помимо полученного положительного эффекта в виде снижения температурного напряжения в стенке газопровода, результаты полевых испытаний показали высокую эффективность применения способа снижения нагрузок пучения на опасных участках развития многолетнего и сезонного пучения (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты полевых испытаний

Номер наблюдаемой площадки (по ходу газа)	Эксплуатационный режим (дюкер IV)				Режим с подогревом газа (дюкер III)				
	Температура, °C		$p_{гр.1}$, МПа	σ , МПа	Температура, °C		$p_{гр.2}$, МПа	$p_{гр.3}$, МПа	σ , МПа
	газ	грунт			газ	грунт			
1	-20	-10	1,68	19,2	+20	+7	0,51	0,92	13,7
2	-10	-5	2,05	17,1	+15	+5	0,62	0,98	12,1
3	-5	-4	1,90	16,3	+7	+4	0,57	0,95	11,4

Из результатов измерений следует, что уровень нерасчетных нагрузок пучения снизился более чем в 2 раза, а температурные напряжения уменьшились в 1,5 раза по сравнению с обычными режимами эксплуатации трубопровода.

2.7 Конструкция трубопровода для транспортировки охлажденного газа

При обсуждении вопроса о транспорте газа по подземному трубопроводу в многолетнемерзлых грунтах у специалистов сложилось мнение о том, что в условиях мерзлоты необходим режим транспорта газа с температурой минус 2 – минус 7°C. Исходя из этого тезиса, можно предложить экономичную конструкцию трубопровода, использующую природный фактор – протяженную зиму на Крайнем Севере. При сооружении магистральный газопровод вмораживают в мерзлые грунты посредством следующих технологических приемов [3].

В многолетнемерзлых низкотемпературных дисперсных грунтах (рис. 13) отрывают траншею 4, в которую укладывают трубопровод 5 и производят послойную засыпку массива 1 с последующим его уплотнением и увлажнением, при этом толщина слоев составляет 0,5 – 0,7 м. Над траншеей 4 создают насыпь 3 с превышением 1 – 1,2 м над границей 2 сезонного

оттаивания многолетнемерзлого грунта. Таким образом достигается сохранение уплотненного мерзлого опорного массива 1 над трубопроводом 5 в летний период эксплуатации. Если превышение насыпи 3 меньше 1 м. то это может привести к понижению границы 2 слоя сезонного оттаивания грунта над трубопроводом 5 и соответственно к оттаиванию мерзлого опорного массива.

Увлажнение мерзлого грунта осуществляется таким образом, чтобы суммарная влажность (включая содержание льда и не замерзшей воды) составляла 15 — 45 %. При меньшей влажности сопротивление сжатию и уплотнению для всех мерзлых грунтов возрастает. При большей влажности прочность мерзлых грунтов не увеличивается.

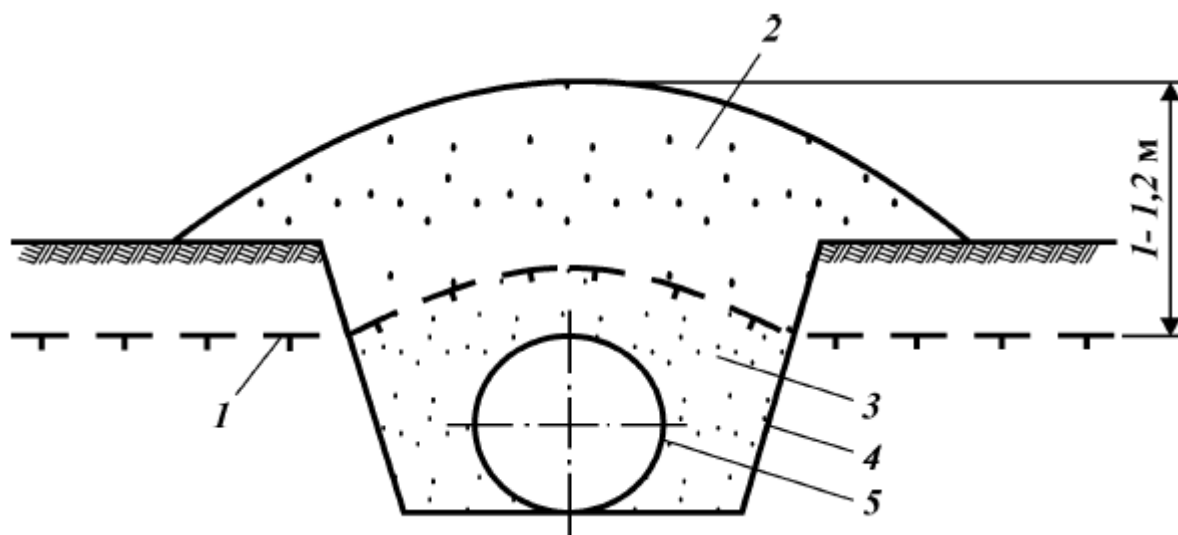


Рисунок 13 – Трубопровод в траншее в уплотнённом мерзлом грунте

Толщина слоя выбрана исходя из того, что значение пучения в этом диапазоне составляет 5 – 6 см, что не опасно для прочности трубопровода. При толщине слоя меньше 0,5 м влажность грунта уменьшается быстрее, что затрудняет процесс уплотнения. При толщине слоя больше 0,7 м возникают технические трудности уплотнения [3].

Для создания прочного монолитного опорного массива засыпку, уплотнение и увлажнение мерзлого грунта осуществляют участками длиной 20 – 400 м. Работы на участках длиной меньше 20 м не эффективны, не

технологичны и практически не используются. При длине участка более 400 м вследствие промерзания грунта происходит уменьшение его влажности, что приводит к затруднению уплотнения. Длина участка в диапазоне 20 – 400 м выбирается в зависимости от состава и свойств грунтов (объемный вес мерзлого грунта, влажность, удельный вес твердых частиц грунта, весовое содержание незамерзшей воды, льдистость) и температуры наружного воздуха.

При перерывах работ по участкам более 3 ч уплотнение последующего участка производят с перекрытием ранее уплотненного участка на длину 10 – 20 м, чтобы устранить неуплотненные места предыдущего участка.

Поскольку операцию по уплотнению и увлажнению производят при отрицательных температурах наружного воздуха, то слой уплотненного грунта замерзает, увеличивая свою прочность фактически сразу после прохождения агрегатов, создавая сплошной пояс мерзлого грунта.

Засыпку увлажненного и уплотненного слоя производят с некоторой выдержкой во времени, необходимой для обеспечения сцепления грунтов уплотненного слоя, которая зависит от температуры наружного воздуха и типа грунтов. Так, при температурах наружного воздуха ниже -30°C и грунте обратной засыпки – супеси – повторную засыпку можно выполнять через 1 – 1,5 ч после уплотнения и увлажнения. При этом длительное сопротивление слоя грунта сдвигу достигает своего номинального значения, что обеспечивает устойчивость проектного положения трубопровода. Устройство уплотненной насыпи над уплотненным слоем создаёт защиту от его протаивания в летний период при транспортировке газа с отрицательной температурой минус 2 – минус 7°C [3].

При сооружении трубопровода диаметром 1420 мм в низкотемпературных мерзлых дисперсных грунтах с влажностью $w = 0,45$ и температурой мерзлых грунтов на глубине 10 м $t = -6^{\circ}\text{C}$ в период с отрицательной температурой воздуха отрывают траншею размером по низу

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

2 м и укладывают трубопровод на подготовленную грунтовую подушку, представляющую собой измельченный местный грунт.

Расстояние от верхней образующей трубопровода до бровки траншеи должно быть не менее 0,8 м. После укладки трубопровода закрепляют послойной засыпкой грунта в траншею. Грунты обратной засыпки – минеральный суглинок, супесь (размер гранул 1 – 10 см) и смерзшиеся куски 10 – 20 см – после укладки трубопровода в грунт обратной засыпки бульдозерами (как и при обычной технологии строительства) размещают над трубопроводом на отметке 0,5 м выше верхней образующей трубопровода. Вдоль траншеи по оси трубопровода устанавливают на расстоянии 25 – 40 м кулачковый каток или виброкаток, перед которым на расстоянии около 5 – 10 м идет по берме траншеи поливочный агрегат. Длительность хода определяют графиком строительно-монтажных работ. При перерыве в работах более 3 ч начало хода катка и поливочного агрегата отсчитывают от уплотненного участка длиной не менее 10 м, что определяется прочностными свойствами мерзлых грунтов (длительным сопротивлением сдвигу). Для переувлажненных грунтов с $w - 0,5$ при повторной засыпке грунтов и уплотнении операцию увлажнения не производят.

Таким образом, трубопровод вмораживают в грунт и фактически каждый погонный метр трубопровода оказывается закрепленным на проектной отметке. Создание мерзлого грунтового пояса вокруг трубопровода обеспечивает устойчивость трубопровода при прокладке его в мерзлых грунтах при транспортировке по нему газа с отрицательной температурой [13].

					Объект и методы исследования	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

3.1 Квазистатический метод расчета динамики оттаивания мерзлого грунта вокруг «теплого» газопровода

Решая задачу транспортировки газа в условиях многолетнемерзлых грунтов, необходимо знать, что наиболее надёжной будет эксплуатация, когда температура газопровода отличается от температуры окружающего грунта незначительно. Чтобы предотвратить растепление грунта и потерю устойчивости газопровода после выхода из компрессорной станции, температуру газа необходимо снижать на 40 – 50 °С.

Главная проблема, возникающая при решении двумерных задач, – определение скорости перемещения границ талой зоны вокруг газопровода.

Большая часть тепла при оттаивании мерзлого грунта идет на изменение фазового состояния воды, причем граница раздела талого и мерзлого грунта перемещается очень медленно.

На рисунке 14 представлено стационарное тепловое состояние вечномерзлого грунта, расположенного вокруг «теплого» газопровода диаметром d , когда ореол оттаивания достигает своего предельного значения D .

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов									
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата										
Разраб.		Синяков			Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия					Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко										50	105	
Консульт.										Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко												

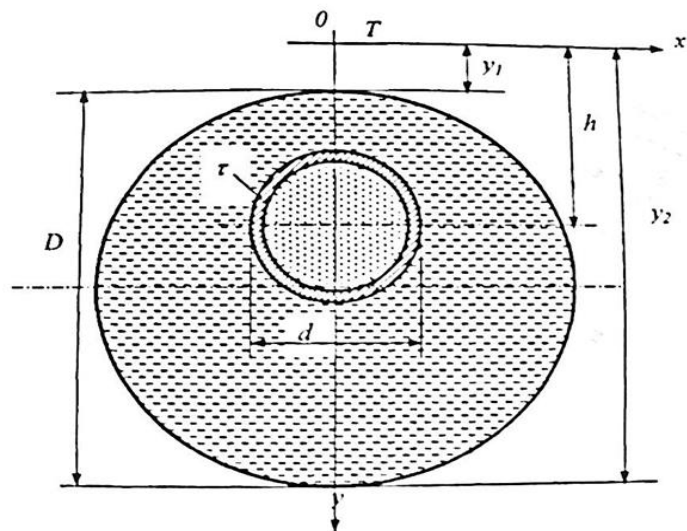


Рисунок 14 – Схема ореола оттаивания мерзлого грунта вокруг «теплого» газопровода

Необходимо определить температурное поле в мерзлом грунте вокруг «теплого» газопровода, удовлетворяющее уравнению Лапласа при следующих граничных условиях: в точках контакта с поверхностью трубопровода и на поверхности земли: $t_{x=0} = T$, $t_{cp} = \tau$.

Исходя из этих условий, изометрическая кривая в системе координат x, y будет описана следующим уравнением:

$$T(x, y) = T + \frac{\tau - T}{2 \ln(m + \sqrt{m^2 - 1})} \ln \frac{x^2 + (y + y_0)^2}{x^2 + (y - y_0)^2}, \quad (2)$$

$$y_0 = \sqrt{h^2 - \frac{d^2}{4}}, \quad (3)$$

$$m = \frac{2h}{d}, \quad (4)$$

где h – расстояние от центральной оси газопровода до поверхности земли.

$$T(x, y) = \begin{cases} \left(\frac{\lambda_M}{\lambda_T}\right) \cdot f(x, y) & \text{при } f(x, y) > 0 \\ f(x, y) & \text{при } f(x, y) < 0. \end{cases}, \quad (5)$$

$$f(x, y) = T + \frac{\lambda_{T,M} \cdot \tau - T}{2 \ln(m + \sqrt{m^2 - 1})} \ln \frac{x^2 + (y + y_0)^2}{x^2 + (y - y_0)^2}, \quad (6)$$

Для того, чтобы определить глубину ореола оттаивания мерзлого грунта следует принять в формуле (5): $x = 0$ и $T(x, y) = 0$.

В результате получим следующие выражения для вычисления y_1 и y_2 (рис. 14):

$$y_1 = \frac{y_0(1 + \sqrt{e^{-k}})}{-1 + \sqrt{e^{-k}}}, \quad (7)$$

$$y_2 = \frac{y_0(1 - \sqrt{e^{-k}})}{-1 - \sqrt{e^{-k}}}, \quad (8)$$

$$k = 2T \ln\left(\frac{4h}{d}\right) \cdot \frac{1}{\frac{\lambda_T}{\lambda_M}} \tau - T, \quad (9)$$

где e – число Эйлера, $e = 2,718282$.

Диаметр окружности ореола оттаивания грунта равен (рис.15):

$$D = y_2 - y_1, \quad (10)$$

Из решения Ф. Форхгеймера следует равенство:

$$y_1 \cdot y_2 = y_0^2 = h^2 - \frac{d^2}{4}, \quad (11)$$

В качестве примера, в приложении А представлена графическая зависимость между температурой трубопровода τ , по которому транспортируется «теплый» газ, и диаметром ореола оттаивания грунта D . Расчёт произведён в программе Mathcad, с использованием исходных данных:

- температура газа менялась от 5 до 10 °С;
- коэффициенты теплопроводности грунта мерзлом и талом состоянии соответственно $\lambda_T = 1,2 \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{С}}$, $\lambda_M = 0,9 \frac{\text{ккал}}{\text{м} \cdot \text{час} \cdot ^\circ\text{С}}$;
- наружный диаметр трубопровода $d = 1220$ мм;
- температура на поверхности грунта $T = -3$ °С;
- расстояние от поверхности грунта до оси трубопровода $h = 2d$.

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

Функция $D(\tau)$ практически линейна. При значении температуры $\tau = 20^\circ\text{C}$ диаметр ореола оттаивания мерзлого грунта вокруг газопровода достигает 3 м.

Для подземного газопровода с наружной тепловой изоляцией конфигурация ореола оттаивания также определяется по формуле (11) при

$$k = 2T \ln\left(\frac{4h}{d}\right) \cdot \frac{1}{\frac{\lambda_T}{\lambda_M} \omega - T}, \quad (12)$$

$$\omega = \frac{1}{\lambda_T} \left(\frac{\lambda_T \tau - \lambda_M T}{\ln \frac{4h}{d_{из}} + \frac{\lambda_T}{\lambda_{из}} \ln \frac{d_{из}}{d}} \ln \frac{4h}{d_{из}} \right) + \lambda_M T, \quad (13)$$

$$d_{из} = d + 2\delta_{из}, \quad (14)$$

где $\delta_{из}$ - толщина наружной тепловой изоляции газопровода.

Чтобы определить скорость и время перемещения границы талой зоны, необходимо использовать условие Стефана, связывающее разность тепловых потоков на границе Δt со скоростью перемещения этой границы фазового перехода V .

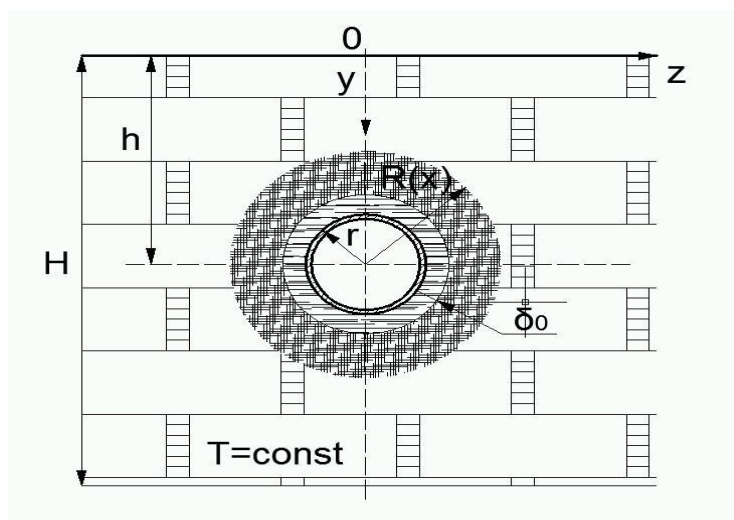


Рисунок 15 – Расчетная схема трубопровода

На рисунке 15 изображён газопровод с наружным радиусом оболочки r , перекачивающийся газ с температурой θ и мерзлый грунт с

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

мощностью толщи H .

Кроме того, на рисунке приняты обозначения:

T – температура грунта на подошве зоны нулевых годовых амплитуд;

h – расстояние от поверхности до оси трубопровода;

$R(x)$ – радиус ореола оттаивания грунта;

y, z – декартовы координаты;

$\delta_{\text{из}}$ – толщина изоляционного покрытия.

3.2 Закон годового распределения температуры в мерзлом грунте

Решая задачу по распределению температуры мерзлого грунта, допускаем следующее: мерзлый грунт имеет однородную структуру; температура грунта на дневной поверхности меняется по месяцам по закону близкому к синусоиде.

Дифференциальное уравнение теплопроводности имеет вид:

$$a_m \cdot \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} - \frac{\partial t}{\partial \tau} = 0, \quad (15)$$

где a_m , – коэффициент температуропроводности мерзлого фунта $\text{м}^2/\text{сек}$;

τ – время.

Решая уравнение (15) методом Фурье при граничных условиях:

$$y = 0, \tau > 0, t = t_0 = t_{\text{ср}} + A_0 \sin 2\pi \frac{\tau}{\tau_0}, \quad (16)$$

$$y = 0, \tau = 0, t = t_{\text{ср}}, \quad (17)$$

$$0 \leq y \leq H, \tau > 0, t = t_0, \quad (18)$$

получаем выражение для расчета распределения температуры в толще мерзлого фунта в зависимости от времени:

$$t(y, \tau) = t_{\text{ср}} + A_0 e^{-yb} \sin \left[2\pi \left(\frac{\tau}{\tau_0} - 0,33 \right) - yb \right] \cdot \left[1 - \frac{4}{\pi} e^{-\pi^2 F(\tau)} \cdot \sin \left(\frac{\pi y}{H} \right) \right], \quad (19)$$

где A_0 – амплитуда колебаний наружного воздуха в заданном районе $^{\circ}\text{C}$;

$\tau_0 = 8766$ час. – число часов в году;

$t_{\text{ср}}$ – среднестатистическая температура на поверхности вечномерзлого

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
						54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

грунта °С.

$$b = \sqrt{\frac{\pi}{a_m \cdot \tau_0}}, \frac{1}{m}; \quad (20)$$

$$F(\tau) = \frac{a_m \tau}{H^2}. \quad (21)$$

Рассмотрим изменение температуры грунта на глубине оси трубопровода $y = 1,31$ м начиная с января и до конца года и определим изменение температуры грунта по глубине, в момент, когда температура многолетнемерзлого грунта становится минимальной.

Зависимости $t = f(y)$; $t = f(\tau)$ представлены в приложении Б.

Исходные данные:

- среднегодовая температура поверхности мерзлого грунта $t_{cp} = -2,5^\circ\text{C}$;
- мощность толщи вечномерзлого грунта $H = 10$ м;
- годовая амплитуда колебаний наружной температуры воздуха $A_0 = 13^\circ\text{C}$;
- коэффициент температуропроводности грунта в мерзлом состоянии $a_m = 1,1 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{сек}}$;
- число часов в году – $\tau_0 = 8766$ час.

Из графических зависимостей видно: минимальное значение температуры грунта $t_{мин} = -6,75^\circ\text{C}$, которое достигается в марте ($\tau = x = 1461$ час.), а максимальное значение достигается в сентябре – $t_{макс} \approx +1,75^\circ\text{C}$.

В марте толща грунта высотой 10 м находится в мерзлом состоянии. Температура грунта меняется от $-13,5^\circ\text{C}$ на дневной поверхности до -2°C .

3.3 Определение допускаемой величины радиуса ореола оттаивания и оптимальной толщины изоляционного покрытия вокруг «теплого» газопровода.

Принимаем, что температура газа равна температуре наружной поверхности.

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В таком случае величина тепловых потерь q (Вт/м) в момент, когда вечномерзлый грунт имеет минимальный температурный градиент рассчитывается по уравнению:

$$q_{max} = \frac{2\pi\lambda_m\lambda_m(t_{газ}-t_{min}+2T)}{\lambda_m \ln(v)+\lambda_m \ln(\mu)}, \quad (22)$$

где λ_m и λ_m – коэффициенты теплопроводности грунта в талом и мерзлом состоянии соответственно $\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot\text{°K}}$;

$t_{газ}$ – температура газа, °С;

t_{min} – минимальная температура грунта в течении года, °С;

T – температура грунта на подошве зоны нулевых годовых амплитуд, °С;

$$v = \frac{2(H-h)}{r}; \quad (23)$$

$$\mu = \frac{2(H-h)}{R_{tmin}}; \quad (24)$$

h – расстояние от поверхности грунта до оси трубопровода, м;

R_{tmin} – радиус ореола оттаивания грунта при его минимальной температуре, м.

Функция радиуса ореола оттаивания грунта вокруг неизолированного нефтепровода в зависимости от времени определяется из выражения:

$$R(\tau) = R_0 + \sqrt{(r - R_0)^2 + \frac{(m\cdot\lambda_m\cdot t_{газ} - 2\lambda_m\cdot t_{min})\tau}{m\cdot r_{m.n}\cdot W\cdot \rho_m}}, \quad (25)$$

где $R_0 = 1,2$ г;

$m = 7-10$ – расчетный коэффициент [27];

$r_{m.n}$ – скрытая теплота плавления льда, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг}}$;

W – объемная влажность мерзлого грунта (в долях единицы);

ρ_m – плотность мерзлого грунта $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Полная стабилизированная осадка i - го слоя грунта равна:

$$\Delta i = h_i a_0 \quad (26)$$

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где p – давление трубопровода на грунт от суммарного действия выталкивающей силы, веса трубопровода и перекачиваемого продукта;

$a_0 = \frac{a}{1+\varepsilon_0}$ – коэффициент относительного уплотнения мерзлого грунта при оттаивании;

a – коэффициент уплотнения оттаивающего грунта;

ε_0 – начальный коэффициент пористости мерзлого грунта;

h_i – высота i -го слоя грунта.

Прочность трубопровода обеспечивается, если соблюдается условие:

$$\Delta_i \leq \Delta_{\text{доп}} = \frac{4r}{100}, \quad (27)$$

где $\Delta_{\text{доп}}$ – допустимая осадка грунта при оттаивании.

Тогда допустимый радиус оттаивания грунта из условия соблюдения прочности трубопровода будет равен:

$$R_{\text{доп}} = r + \frac{\gamma_m \cdot \Delta_{\text{доп}}}{\gamma_m - \gamma_m}, \quad (28)$$

где γ_m и $\gamma_m, \frac{\text{Н}}{\text{м}^3}$ – удельный вес грунта в талом и мерзлом состоянии соответственно.

Можно обеспечить допустимый радиус оттаивания, установив теплоизоляцию.

Температура на наружной поверхности изоляционного покрытия, в таком случае, будет определяться следующим образом:

$$t_{\text{и}} = \frac{m\sigma W(R_{\text{доп}}^2 - 1,48r^2) + 2\lambda_m t_{\text{min}} \tau_0}{m\lambda_m \tau_0} \quad (29)$$

Тепловые потери изолированного трубопровода составят:

$$q_{\text{max}} = \frac{2\pi\lambda_m \lambda_m (t_{\text{из}} - t_{\text{min}} + 2t_n)}{\lambda_m \ln(v) + \lambda_m \ln(\mu)}, \quad (30)$$

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тогда толщина изоляционного покрытия, обеспечивающая безопасную эксплуатацию трубопровода в вечномёрзлом фунте, будет равна:

$$\delta_{из} = 2\pi r \frac{\lambda_{и}(t_{неф}-t_{из})}{(q_{max}-q_{из})}. \quad (31)$$

В приложении В представлены: оптимальная толщина изоляционного покрытия и результаты расчета величины радиуса ореола оттаивания.

Исходные данные:

- наружный радиус оболочки трубопровода $r = 0,61\text{м}$;
- температура продукта – $\theta = 10^{\circ}\text{C}$;
- объемная влажность мерзлого грунта – $W = 0,1$;
- расстояние от поверхности грунта до оси трубопровода – $h = 1,31\text{ м}$;
- коэффициенты теплопроводности грунта в талом и мерзлом состоянии соответственно: $\lambda_m = 1,22 \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot^{\circ}\text{К}}$ и $\lambda_{м} = 1,55 \frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot^{\circ}\text{К}}$;
- давление на грунт со стороны оболочки трубопровода – $p = 5\text{ Н/см}^2$;
температура грунта на подошве зоны нулевых годовых амплитуд – $T = 2,5^{\circ}\text{C}$;
- скрытая теплота плавления льда – $\sigma = 80000 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$;
- удельный вес грунта в мерзлом и талом состоянии – $\gamma_{м} = 15,95 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ и $\gamma_m = 17 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$.

Из приложения В видно, что для защиты многолетнемерзлого грунта от оттаивания и вероятного разрушения оболочки газопровода толщина изоляционного материала должна быть $> 63\text{ мм}$.

					Определение оптимальной толщины теплоизоляционного покрытия	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Описание НИР

Развитие нефтегазовой промышленности на основе мощных магистральных трубопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями озадачили вопросом о решении несущей способности, долговечности и надёжности. Трасса газопровода проходит в условиях многолетнемёрзлых грунтов, при эксплуатации которого необходимо учитывать множество факторов и следующих технических решений:

- На участках устройства теплоизоляции применить скальный лист для защиты от механических повреждений;
- На участках с залеганием льдов выполнить устройство опор с подвеской действующего подземного газопровода;
- Проектом определить необходимость термостабилизации грунтов;
- Насыпь грунта расчетной толщины для предотвращения всплытия трубопровода;
- На участках с ММГ установить тепловую изоляцию расчетной толщины.

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемёрзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Синяков			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко					59	105
Консульт.						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б		
Зав. Каф.		Рудаченко						

4.1.2 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Для данного проекта целевым рынком являются предприятия газовой отрасли, а сегментами будут являться компании трубопроводного транспорта углеводородов.

Продукт (результат НИР) – Разработка технологических решений, которые обеспечивают минимальное нарушение инженерно-гео-криологических условий и снижают опасность возникновения и развития опасных экзогенных процессов.

Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга), в определённом случае, продукт (результат НИР), можно применять по географическим признакам, актуально будет использование в условиях многолетнемёрзлых грунтах.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в три этапа.

Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 4.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Стоимость внедрения технологического оборудования ниже, чем при альтернативных способах прокладки; С2. Долговременные безотказные сроки эксплуатации трубопровода;	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл.1 При применении на эксплуатируемом трубопроводе, затраты на земляные работы; Сл.2 Ускоренное развитие инноваций.
	С3. Снижение воздействия на окружающую среду; С4. Индустриальность нового оборудования; С5. Возможность применять на эксплуатируемых трубопроводах.	
Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на технологию В2. Дополнительные места на производстве	1. Перемещение сырьевой базы углеводородов в отдалённые районы крайнего Севера; 2. Расширение кадрового состава	1. Приостановление развития нефтегазовой отрасли ввиду спада цен на нефть; 2. Отбор высококвалифицированных специалистов.
Угрозы: У1. Ограничение на транспортировку технологии; У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования со стороны государства.	1. Экономически выгодное и необходимое решение при строительстве магистральных трубопроводов в условиях многолетнемёрзлых грунтов; 2. Получение патентов и грандов обусловленной инновацией.	1. Затраты на транспортировку технологии в отдалённые районы; 2. Затраты на опубликование научных статей и затраты на научное исследование с приобретением основным материалов.

4.1.4 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
Определен имеющийся научно-технический задел	4	4
Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	3	4
Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	2	3
Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	3	4
Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	3	3

Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	4	4
Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	2
Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	2	4
Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	2
Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	1
Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
Проработан механизм реализации научного проекта	2	3
ИТОГО БАЛЛОВ	34	45

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (32)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 34, что говорит о средне перспективной разработке, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

4.2 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 6.

Таблица 6 – Календарный план проекта

Код	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Получение задания	2	01.02.16	03.02.16	Синяков С.А. Рудаченко А.В
2	Введение	5	04.02.16	09.02.16	Синяков С.А.
3	Литературный обзор	10	10.02.16	20.03.16	Синяков С.А.
4	Постановка задачи исследования	6 4	21.02.16 28.02.16	27.02.16 03.03.16	Рудаченко А.В. Синяков С.А.
5	Теоретическая часть	20	04.03.16	24.03.16	Синяков С.А.

6	Расчетная часть	30	25.03.16	24.04.16	Рудаченко А.В. Синяков С.А.
7	Оформление	10	25.04.16	05.05.16	Синяков С.А.
8	Проверка и правка отчета	5 6	06.05.16 12.05.16	11.05.16 19.05.16	Рудаченко А.В. Синяков С.А.
9	Разработка презентации	5	20.05.16	25.05.16	Синяков С.А.
Итого:		105			

Приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками. Отображен каждый месяц и разделен на декады (таблица 7).

Таблица 7 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнитель и	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ											
			февраль			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Получение задания	Бакалавр Руководитель	2												
Введение	Бакалавр	5												
Литературный обзор	Бакалавр	10												

- прочие расходы.

Сметная стоимость капитального ремонта газопровода складывается из прямых расходов - это затраты на содержание и эксплуатацию машин, амортизационные отчисления, затраты на материалы, расходы на заработную плату и социальные отчисления из ФОТ накладных расходов и плановых накоплений. Помимо затрат на материал, необходимо рассчитать затраты на топливо для используемой техники:

- Изоляционная машина «ПТ-НН 1420И» 1 ед. – расход 13/час, время работы 25 часов;
- Вахтовая машина «Урал 42112» 2 ед. – расход 31 л/100 км, пробег 210км;
- Одноковшовый экскаватор «HitachiZX450» 2 ед. – расход 33 л/час, время работы 40 часов;
- Автокран «КС-45717-1» 1 ед. – расход 30 л/час, время работы 25 часов;
- Трубоукладчик ТР20.22.01 320000 руб/час , время работы 40 часов , затраты 12800000;
- Бульдозер «Kamatsu-155» 2 ед. – расход 18 л/час, время работы 36 часов;
- Передвижная сварочная установка «АДД 2х2502» 2 ед. – расход 20 л/час, время работы 110 часов;
- Машина грунтовочная «ПТ-НН 1420Г» 1 ед. – расход 10 л/час , время работы 40 часов;
- Передвижная эл. станция «ДЭС-200» 1 ед. – расход 60 л/час, пробег время работы 50 часов;
- Автомобиль УАЗ «Патриот» 2 ед. – расход 20 л/100 км, пробег 150км.

Стоимость горюче-смазочных материалов приведена в табл (8)

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 8 – Затраты на горюче-смазочные материалы

Наименование техники	Марка техники	Кол-во, ед.	Расход топлива, л/км		Потребность, л		Цена за единицу, руб.	Стоимость ГСМ, руб.
			АИ-92	Дизтопливо	АИ-92	Дизтопливо		
Изоляционная машина	ПТ-НН 1420И	1		13		325	48,9	16992,5
Передвижная эл. станция	ДЭС-200	1		60		3000	48,9	149700
Передвижная сварочная установка	АДД 2х2502	2	20		4400		51,3	215620
Вахтовая машина	Урал 42112	2		31		130,2	48,9	6568,78
Автокран	КС-45717-1	1		30		750	48,9	33675
Машина грунтовочная	ПТ-НН 1420Г	1		10		400	48,9	18590
Бульдозер	Kamatsu-155	2		24		1296	48,9	68998,5
Автомобиль УАЗ	Патриот	2	20		6000		51,3	295000
Одноковшовый экскаватор	HitachiZX 450	2		33		2640	48,9	140096
Итого:								810510,78

4.4 Расчет стоимости земляных работ

Таблица 9 – Определение затрат на производство земляных работ

№ п.п.	Вид работ	Ед.изм.	Стоимость за 1 единицу,руб.	Кол-во	Полная стоимость, руб.
1	2	3	4	5	6
Разработка грунта					
1	Разработка грунта вручную в траншеях	м³	550	501,5	275825
2	Разработка грунта в отвал экскаватором	м³	280	5980,13	1674436,4
3	Разработка грунта с погрузкой на автосамосвалы экскаваторами	м³	450	20,51	9229,5
4	Разработка грунта бульдозером с перемещением до 10 м	м³	300	6150,16	1845048
Обратная засыпка					
5	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м³	650	140,8	91520
6	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м³	460	4500,29	2070133,4
7	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами	м³	450	1706,66	767997
Обваловывание					
8	Разработка грунта с перемещением до 10 м бульдозерами	м³	350	280	98000
9	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м³	400	10,1	4040
Итого:		6836229,3			

4.5 Расчёт затрат на основные и вспомогательные материалы

Таблица 10 – Определение затрат на материалы

Наименование материала	Ед. измерения	Кол-во,ед	Цена за ед., руб	Полная стоимость, руб
Основные материалы:				
Лента «ТЕРМА-ЛКА»	т	56,8	90	5112
Праймер «ТЕРМА-СТМП»	т	36,4	321	11684,4
Скальный лист	м²	112,4	70	9284,2
Трубы для свай	шт.	48	84205	4041840
Комплект тепловой изоляции	шт.	30	16600	498000
Манжета двухслойная	шт.	25	1428	35700
Опора подвесная четырёх свайная для трубопровода с теплоизоляцией 200 мм	шт.	6	2274052	13644312
Опора подвесная двух свайная для трубопровода с теплоизоляцией 200 мм	шт.	12	1367176	16406112
Утяжелители УБО для труб Ду 1220	шт.	324	9 200	2980800
Термостабилизатор ТСГ 33,7-54/16000-ХЛ1	шт.	48	93558	4490784
Итого затраты на основные материалы:				42122212,4
Вспомогательные материалы:				
Электроды УОНИ-13/55,d5,0мм	шт.	94	52	4888
Шлифовальный круг	шт.	32	85	2720
Долота	шт.	6	2590	15540
Песок	т	30	1300	39000
Заглушка	шт.	1	2730	2730
Итого затраты на вспомогательные материалы:				64878
Итого:				42187090,4

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6 Фонд оплаты труда специалистов

Таблица 11 – Затраты на оплату труда специалистов отдела ИТР за время проведения работ

Наименование категории работника	Количество работников данной категории, чел.	Трудо-затраты, чел./час.	Средняя заработная плата одного работника в час, руб.	Средняя заработная плата одного работника в час с учетом районного коэффициента, 70%, руб.	Фонд заработной платы на весь объем работы, руб.
Начальник отдела	1	19	1885	3204,5	60885,5
Главный инженер	1	51	1429	2429,3	123894
Ведущий инженер	1	59	1171	1990,7	117451
Инженер 1 категории	1	59	847	1439,9	84954,1
Руководитель группы	1	59	1034	1757,8	103710
Итого:					490 895,4

Таблица 12 – Затраты на оплату труда рабочих за время проведения работ

№ п.п	Профессия	Разряд	Кол-во	Часовая тарифная став-ка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, час	Зарботная плата одного работника с учетом районного коэффициента, 70%, руб.
1	2	3	4	5	6	7
1	Изолировщик	VI	4	130,3	33	29239,3

2	Стропальщик	III	4	125,1	55	46787,4
3	Электросварщик	VI	8	115,2	55	86169,6
4	Линейный трубопроводчик	III	15	145,1	60	222003
5	Машинист- трубоукладчик	VI	6	135,2	50	68952
6	Машинист- эксковаторщик	VI	6	123,4	45	56640,6
7	Крановщик	VI	2	160,4	55	29994,8
8	Водитель	VI	5	126,1	20	21437
9	Слесарь монтажник	V	4	108,2	48	35316,5
10	Машинист бульдозера	VI	8	147,1	34	68019,04
Итого:						664 559,2

Следовательно, затраты на оплату труда для рабочих и специалистов составят 1155454,6 руб. Отчисления на социальные нужды составляют 30% от фонда оплаты труда, что в денежном выражении равно 346636,38 руб.

Общая сметная стоимость технического перевооружения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Сметная стоимость капитального ремонта участка газопровода

Наименование статей затрат	Сумма, руб.
Расходы на горюче-смазочные материалы	810510,78
Затраты на материалы	42187090,4
Затраты на земляные работы	6836229,3
Фонд оплаты труда	1155454,6
Отчисления на социальные нужды	346636,38
Итого:	51335921,5

Круговая диаграмма на рисунке 16 наглядно отражает все основные затраты на проведение научно технического исследования.

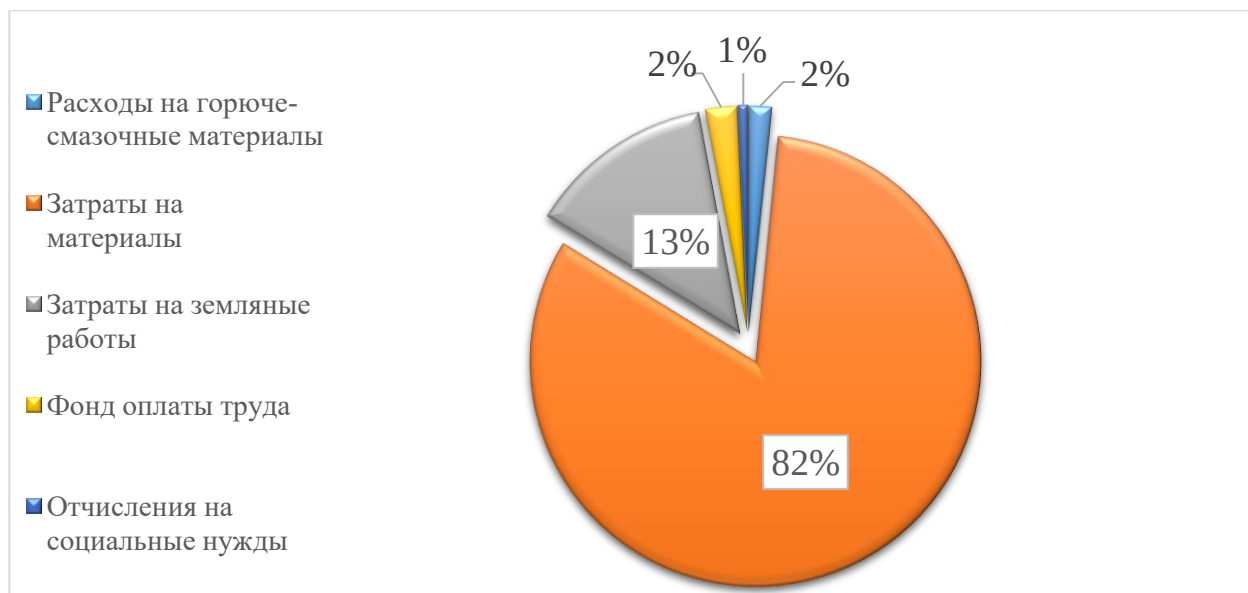


Рисунок 16 – Затраты на проведение технического перевооружения

На проведение мероприятия по техническому перевооружению магистрального газопровода потребуется **51 335 921,5** рублей; наибольший удельный вес (82%) в структуре затрат на проведение ремонтных работ занимают затраты на приобретение материалов.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Введение

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности [28], что требует постоянного улучшения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности. При этом крайне необходимо совершенствование нормативной правовой базы в целях повышения эффективности систем оценки условий труда работающих, выявления и управления профессиональными рисками.

Для обеспечения соблюдения требований охраны труда на предприятии существуют контролирующие органы власти, в качестве которых выступают Правительство РФ и уполномоченные исполнительные органы на местах, а также Федеральная служба по труду и Государственные инспекции труда.

В соответствии с ГОСТ 12.1.002–84 [28] необходимо непрерывно совершенствовать систему страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, формированию страховых тарифов в зависимости от условий труда и уровня его охраны на рабочих местах.

В данном разделе проведен анализ возможных опасных и вредных факторов при эксплуатации магистральных газопроводов. Рассмотрены вопросы по обеспечению экологической безопасности, промышленной безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Синяков			Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко					74
Консульт.							Листов
Зав. Каф.		Рудаченко					105
						Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б	

При проведении ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов необходимо большое внимание уделять производственной и экологической безопасности.

Магистральные газопроводы являются объектами, чертой которых является большая протяжённость. К примеру, газопроводы «Газпрома» имеют протяжённость – 168,3 тысяч километров и большая их часть проходит по различным климатическим зонам и различным грунтам. Большая часть газопроводов проходит по слабообжитой, труднодоступной местности. В целом для большинства районов характерны: продолжительная суровая зима и короткое жаркое лето.

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003-74 [29], приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по оценке технического состояния подводного перехода нефтегазопровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы: 1) Подъем, укладка и очистка газопровода от старой изоляции; 2) Сварочно-восстановительные работы; 3) Изоляционно-укладочные работы; 4) Испытание отремонтированного нефтепровода.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума на рабочем месте; 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей сред;	1. Электрический ток; 2. Пожаро- и взрывоопасность.	ГОСТ 12.1.038-82; СанПиН 2.2.2776-10; ГОСТ 12.0.003.-74; ГОСТ 12.1.003-83; ГОСТ 12.1.004–91*; ГОСТ 12.1.005–88*; ГОСТ 12.1.010–76; ГОСТ 12.1.011–78*; ГОСТ 12.4.011-89; ГОСТ 12.1.019–79.

Продолжение таблицы 14

	4.Физические перегрузки.		
--	--------------------------	--	--

5.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне. Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются в соответствии с ГОСТ 12.1.005–88* [30]; (табл. 15).

Таблица 15 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Оптимальный климат характеризуется сочетанием таких параметров, которые обуславливают сохранение нормального функционального состояния организма. В зимний и летний период при работе на открытом воздухе для предотвращения перегрева или переохлаждения рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Использование сезонной одежды.

5.2.2 Превышение уровня шума

Основным источником шума являются свечи для сжигания газа. Шумовые характеристики принимаются по СТО Газпром 2-3.5-041-20005

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Источниками шума при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе могут стать установки для дробеструйной обработки полумуфт, а также машины для проведения земляных работ.

Длительное воздействие шумов отрицательно сказывается на эмоциональном состоянии персонала, а также может привести к снижению слуха.

Согласно ГОСТ 12.1.003 [31] – 83 эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА (табл. 16).

Таблица 16 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	

Продолжение таблицы 16

Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80
---	-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Для предотвращения негативного воздействия шума на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты.

Коллективные средства защиты:

- борьба с шумом в самом источнике;
- увеличение расстояния от источника шума.

Средства индивидуальной защиты:

- наушники; ушные вкладыши в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [31].

5.2.3 Повышение загазованности воздуха рабочей зоны

Источником возникновения загазованности на месте проведения работ, могут служить техника, оборудование, такие как: экскаваторы, бульдозеры, краны, так же при ремонте газопровода или его разгерметизации, при производстве зачистки внутренней полости, возможно отравление сероводородом.

Сероводород (H_2S) бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Плотность $1,54 \text{ кг/м}^3$, по отношению к воздуху 1,19. Температура воспламенения 290°C . Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO_2). Взрывоопасен, концентрационные пределы воспламенения 4,3–45,5 % (по объему).

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сероводород – сильный нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания. На дыхательные пути и глаза действует раздражающе. Растворенный в воде при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему. Ощутимый запах сероводорода в воздухе отмечается при 1,4–2,3 мг/м³, значительный запах при 4 мг/м³; при 7–11 мг/м³ – запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание [32]. Нахождение человека в атмосфере, содержащей 90–100 мг/м³ сероводорода, в течение 4 ч вызывает головную боль, слезотечение, светобоязнь. При концентрации 200–280 мг/м³ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаз и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При концентрации 750 мг/м³ наступает опасное отравление в течение 15–20 мин. При концентрации 1000 мг/м³ и выше смерть может наступить почти мгновенно. Сероводород относится ко 2-му классу опасности. ПДК сероводорода в воздухе рабочей зоны в присутствии углеводородов (C₁–C₆) –3, в воздухе населенных мест – 0,008 мг/м³[32].

Согласно [32], при работе с вредными веществами работающий персонал должно быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Для предотвращения загазованности воздуха рабочей среды, следует контролировать работу специальной техники, не допуска работу техники, незадействованной в производстве работ.

5.2.4 Тяжесть и напряженность физического труда

В связи с большой протяженностью и удаленностью газопровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом. Основным при выполнении работ является физический труд, в результате которого происходит утомление мышц и снижение мышечной

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

деятельности человека. Для снижения результатов воздействия данного фактора необходимо чередование периодов работы и отдыха. Согласно СанПиН 2.2.2776-10 [33], классы условий труда разделяются на оптимальный, допустимый и вредный (1 и 2 степени). Для работника линейной части выбираем допустимые физические нагрузки. Так же различают показатели тяжести трудового процесса для мужчин и женщин:

- Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг·м) для мужчин до 46 кг, а для женщин до 28 кг.

- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг) для мужчин до 30 кг, а для женщин до 10 кг.

- Стереотипные рабочие движения (количество за смену) для мужчин до 40000, а для женщин до 20000.

- Наклоны корпуса 51 – 100.

- Перемещения в пространстве, обусловленные технологическим процессом (км) по горизонтали до 8, а по вертикали до 2,5.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть восьми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13⁰⁰ – 14⁰⁰) и периодическими кратковременными перерывами, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска[33].

5.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.3.1 Электрический ток

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода, от сварочного аппарата, или дизельного электродвигателя. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, то есть при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках [34].

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Степень опасного воздействия на человека электрического тока зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека;
- силы тока;
- сопротивления;
- условий внешней среды;
- подготовки персонала.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять [34] и быть не более 50 мА.

Для защиты от поражения электрическим током применяют коллективные и индивидуальные средства.

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки в соответствии с ГОСТ 12.1.019-79 [34].

5.3.2 Пожаро– и взрывоопасность

Источниками возникновения пожара могут быть устройства электропитания, где в результате различных нарушений образуются перегретые элементы, электрические искры и дуги, способные вызвать загорания горючих материалов, короткие замыкания, перегрузки. Источники взрыва – газовые баллоны, трубопровод под давлением.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам 300 мг/м^3 , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти 2100 мг/м^3 в соответствии с ГОСТ 12.1.010-76 [35].

К средствам тушения пожара, предназначенных для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла, вода и т. п. Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе, а так же каждые пол часа производить замер газовой смеси, с помощью газоанализатора [35].

5.4 Экологическая безопасность

Защита атмосферы.

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В газовой промышленности проводятся работы, направленные на снижение выбросов основных парниковых газов (диоксида углерода и метана). Приоритетной задачей является создание корпоративной системы контроля, инвентаризации и учета выбросов парниковых газов.

Согласно [36], вредным (загрязняющим) веществом является - химическое или биологическое вещество либо смесь таких веществ, которые содержатся в атмосферном воздухе и которые в определенных концентрациях оказывают вредное воздействие на здоровье человека и окружающую среду.

В качестве меры, ограничивающей содержание загрязняющих веществ в окружающей природной среде, принята предельно допустимая концентрация (ПДК) [37].

ПДК - такая концентрация, при воздействии которой на организм человека периодически или в течение всей жизни, прямо или опосредованно не возникает заболеваний или изменений состояния здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований сразу или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующего поколений (табл. 17).

В практике нормирования и для санитарной оценки степени загрязнения воздушной среды используются следующие виды ПДК: Предельно допустимая концентрация вредного (загрязняющего) вещества в воздухе рабочей зоны ($\text{ПДК}_{\text{ра}}$) - это такая концентрация вещества в воздухе, которая не вызывает у работающих людей при ежедневном вдыхании в пределах 8 часов в течение всего рабочего стажа заболеваний или отклонений от состояния здоровья, обнаруживаемых современными методами исследования непосредственно в процессе работы или в отдаленной перспективе.

Предельно допустимая среднесуточная концентрация вредного (загрязняющего) вещества в воздухе населенных мест ($\text{ПДК}_{\text{ср}}$)- это такая концентрация вещества в воздухе населенного пункта, которая не оказывает на человека прямого или косвенного действия в условиях непосредственно долгого круглосуточного вдыхания.

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Предельно допустимая максимальная разовая концентрация вредного (загрязняющего) вещества в воздухе населенных мест (ПДК_{мр})- это такая концентрация, которая не вызывает рефлекторных реакций в организме человека.

Таблица 17 – Предельно допустимая концентрация загрязняющих веществ в воздухе, мг/м³

Вещество	ПДК _{рз}	ПДК _{сс}	ПДК _{мр}
Диоксид азота	5	0,04	0,2
Диоксид серы	10	0,05	0,5
Оксид углерода	20	3	5
Сероводород	10	-	0,008

Отрицательное воздействие загрязнителей воздуха обуславливается их токсическими и раздражительными свойствами. При обустройстве и эксплуатации проектируемых объектов загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения: легких фракций углеводородов и серы от технологического оборудования (резервуары, насосы и т.д.). Для обеспечения безаварийной работы магистральных газопроводов и обеспечения минимально возможного выделения загрязняющих веществ в атмосферу проектом предусмотрен, комплекс технических решений:

- Все технологические процессы и операции осуществляются в закрытой, герметичной аппаратуре.
- Арматура работающая под избыточным давлением, обеспечена предохранительными устройствами от превышения давления сверх допустимого.
- В случае аварии или при проведении ремонтных работ газ транспортируется по обводным линиям.

Защита гидросферы.

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество очистительных процедур.

Повышение эффективности действующих очистных сооружений и внедрение новых технологий очистки стоков позволяет обеспечить нормативное качество очистки сточных вод. Общая мощность очистных сооружений «Газпрома» в 2010 году составила 153,263 млн м³. Половина нормативно очищенных стоков прошла очистку на сооружениях биологической очистки, 39% — механической очистки, 12% — физико-химической очистки сточных вод.

Основные источники загрязнения рек и водоемов транспортируемым продуктом при транспортировке его по магистральным трубопроводам аварийные утечки при отказах подводных переходов. Наиболее распространенные причины аварии подводных трубопроводов: деформации вследствие потери устойчивости, механических ударов, резонансовые явления на размытых участках переходов, нарушения гидроизоляционного покрытия и коррозия [38].

В результате загрязнения воды изменяются ее физические, химические и органолептические свойства, ухудшаются условия обитания в воде организмов и растительности, затрудняются все виды водопользования.

По степени загрязненности воды и ожидаемым последствиям различают четыре категории загрязнения. Влияние транспортируемого продукта на водоем проявляется в ухудшении физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха), отравлении воды токсическими веществами, образовании поверхностной пленки и осадка на дне водоема, понижающей содержание кислорода [38].

В настоящее время методы очистки воды подразделяются на:

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Механический метод. Сущность механического метода состоит в том, что нефть удаляется из воды путем её отстаивания и фильтрации с последующим её улавливанием специальными устройствами - нефтеловушками, бензомаслоуловителями, отстойниками или вручную.
- Химический метод, он заключается в том, что в воду добавляют различные химические реагенты, которые вступают в реакцию с нефтью и осаждают её в виде нерастворимых осадков.
- Физико-химический метод. При физико-химическом методе очистки воды от нефти из воды удаляются тонко дисперсные и растворенные примеси и разрушаются органические и плохо окисляемые вещества нефти.

Защита литосферы.

Строительство трубопроводов в северных районах оказывает влияние на литосферу. Проходка траншей локально изменяет режим питания растительного покрова влагой, нарушает теплофизическое равновесие, растапливает многолетнемерзлые грунты, приводит к гибели чувствительный к механическому и другому воздействиям растительный покров малоземельной тундры [38]. При растапливании, происходит процесс эрозии. Эрозия наносит ущерб окружающей среде втрое: разрушает естественные или созданные в сооружениях геометрические формы, следствием чего обычно становится утрата устойчивости и эстетические дефекты; перемещает грунтовые частицы во взвешенном состоянии в водных потоках, создавая отложения частиц в местах сноса вследствие смыва грунта с обочин, образование промоин, загрязняя земли, ухудшая плодородие почвы. Эрозии сильно подвергаются мелкозернистые пылеватые пески, пылеватые суглинки, глины лессы, лессовидные суглинки.

Для предотвращения воздействия на литосферу, используют технологические решения:

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Использование тепловой изоляции;
- Применение конструкционных решений свайных опор;
- Применение сезонных охлаждающих устройств;
- Сезонную откачку воды и подсыпку, растеплённого грунта.

Отходы производства.

Обращение с отходами производства и потребления связано со значительными рисками причинения вреда окружающей среде.

В процессе эксплуатации газопровода будут иметь место промышленные отходы в виде золы и шлаков, нефтешлама.

Отходы производства подлежат сбору, накоплению, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению, условия и способы которых должны быть безопасными для здоровья населения и среды обитания и которые должны осуществляться в соответствии с санитарными правилами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [39].

Отходы в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду подразделяются в соответствии с критериями, установленными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим государственное регулирование в области охраны окружающей среды, на пять классов опасности [40] :

I класс - чрезвычайно опасные отходы;

II класс - высокоопасные отходы;

III класс - умеренно опасные отходы;

IV класс - малоопасные отходы;

V класс - практически неопасные отходы.

Большое внимание «Газпром» уделяет экологически безопасному обращению с нефтешламами. Нефтешламы — это нефтесодержащие отходы,

которые представляют собой смесь нефтепродуктов, воды, песка или глины. Они образуются в результате переработки нефти на заводах, очистки трубопроводов. Большая часть нефтесодержащих отходов относится к III классу опасности. Это умеренно опасные отходы, которые могут нарушить экологическую систему, при этом период ее восстановления составляет не менее 10 лет после снижения вредного воздействия от этого вида отходов.

«Газпром» уделяет большое внимание вопросам безопасного обращения с нефтесодержащими отходами, особенно в северных регионах, проводит исследования и реализует технологии по их эффективному обезвреживанию и утилизации. Многими дочерними обществами используются установки, в том числе мобильные, для термического обезвреживания нефтесодержащих отходов. В 2010 г. на предприятиях Группы «Газпром» термическим и микробиологическим методами было обезврежено более 13 тыс. т нефтесодержащих отходов.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.
- Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.
- Возможными причинами аварий могут быть:
- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при капитальном ремонте магистрального газопровода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом (R_1), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения (рис. 17).

Взрыв облака ГВС, образованного при опорожнении нефтепровода с 10^2 кг газообразного метана.

Требуется определить избыточное давление, ожидаемое в районе охранной зоны при взрыве опорожнённого трубопровода, в котором находится 10 кг газообразного метана, расстояние охранной зоны 50м.

Решение:

Определяем радиус зоны детонационной волны (зона I):

$$R_1 = 17,5 \cdot \sqrt[3]{m} = 17,5 \cdot \sqrt[3]{0,1} = 8,12\text{м}, \quad (33)$$

где m – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{\text{см}} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q} = 30 \cdot \sqrt[3]{0,1} = 13,92\text{м}, \quad (34)$$

где Q – количество газа, пара в тоннах.

Вычисляем радиус зоны действия продуктов взрыва (зоны II):

$$R_2 = 17 \cdot R_1 = 1,7 \cdot 8 = 13,6\text{м} \quad (35)$$

Сравнивая расстояние от центра взрыва до охранной зоны (50 м) с найденными радиусами зон, делаем вывод, что охранная зона находится за пределами этих зон, и, следовательно, может оказаться в зоне действия

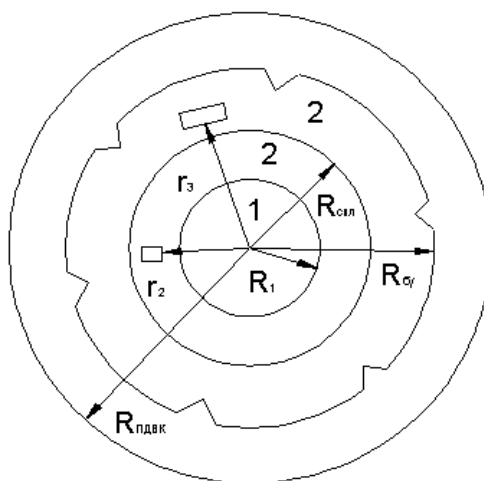
воздушной ударной волны (зона III). Далее находим избыточное давление на расстоянии 50 м, используя расчетные формулы для зоны III и принимая $R_3=50$ м.

Для этого определяем относительную величину k:

$$k = 0,24 \cdot \frac{R_3}{R_1} = 0,24 \cdot \frac{50}{8,12} = 6,15, \quad (36)$$

Так как $k > 2$ избыточное давление воздушной ударной волны определяется по формуле:

$$\Delta P_1 = \frac{22}{k \cdot (\sqrt{lgk} + 0,158)} = \frac{22}{6,15 \cdot (\sqrt{lg6,15} + 0,158)} = 4,69 \text{ КПа} \quad (37)$$



1 – Зона детонационной волны; 2 – Зона ударной волны; R_1 – радиус зоны детонационной волны (м); $R_{спл}$ – радиус зоны смертельного поражения людей; $R_{бу}$ – радиус безопасного удаления, $\Delta P_{ф=5}$ (кПа); $R_{пдвк}$ – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации; r_2 и r_3 – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

Рисунок 17 – Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

Вывод. При взрыве 10 кг газообразного метана цех охранный зона окажется под воздействием воздушной ударной волны с избыточным давлением около 4,69 кПа, что соответствует зоне слабых разрушений.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

Ликвидация аварий нефтепровода может быть выполнена методами постоянного или временного ремонта. К постоянным методам относится вырезка катушки или участка нефтепровода с повреждением и заварка новой катушки или секции трубы, заварка свищей с установкой "чопиков" (металлических пробок), приварка патрубков с заглушками [41].

В качестве временного метода аварийного ремонта могут быть применены на срок не более одного месяца установка необходимой приварной муфты, муфты с коническими переходами, галтельные муфты, с обязательной последующей заменой их с применением методов постоянного ремонта.

Восстановление аварийного участка нефтепровода путем вырезки и замены на новый проводится при: разрыве кольцевого монтажного шва; разрыве продольного сварного шва или металла трубы [41].

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для всех работающих на Крайнем Севере должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха. Лица, принимаемые для работы в районах Крайнего Севера или в районах к ним приравненных, подлежат предварительному медицинскому осмотру для установления их пригодности к работе в указанных условиях [42].

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева. В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща. При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°C работающим на открытом воздухе ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около $+25^{\circ}\text{C}$. Пункты обогрева должны быть оборудованы и эксплуатироваться по соответствующей инструкции.

Для облегчения ориентирования и перемещения людей в условиях сильной пурги или тумана по территории и в производственной зоне должны быть протянуты и закреплены направляющие канаты, если эти территории не имеют сплошного ограждения. Запрещается в зимнее время, независимо от состояния погоды, уход людей за пределы жилой или производственной зоны без письменного разрешения руководителя, при этом выход может быть разрешен группе в составе не менее двух человек. При выходе группы диспетчером или другим должностным лицом должны быть зарегистрированы маршрут ее движения, ожидаемое время ее возвращения или прихода на контрольные пункты, где имеется связь с базой. В случае отсутствия группы в

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

обусловленное время на контрольных пунктах должны принимать меры к розыску группы и оказанию ей помощи [42].

Работники объектов, расположенных в районе Крайнего Севера, должны быть обучены ориентированию на местности по компасу, солнцу, звездам и местным предметам, знать величину магнитного склонения в районе работ, уметь его учитывать при движении по компасу, который следует носить с собой при удалении от места жилья или работы. Для звуковой ориентации во время пурги и туманов при видимости менее 50 м в поселках и удаленных объектах должны быть задействованы сирены прерывистого действия или другие звуковые сигнальные приспособления.

Эксплуатация транспортных средств и механизмов в районах Крайнего Севера должна осуществляться в соответствии с "Правилами техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта". В зимнее время средства транспорта и механизмы должны выезжать как по трассе, так и по дорогам вне поселков колоннами не менее чем из двух машин, которые должны следовать друг за другом в пределах прямой видимости. При этом должна быть обеспечена возможность возвращения всех людей на одной из машин в случае выхода из строя другой машины. Перед выходом на трассу транспортных средств должно быть тщательно проверено их техническое состояние в соответствии с требованиями, предъявляемыми к ним "Правилами техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта". Запрещается выпускать на линию транспортные средства с обнаруженными неполадками. Транспортные средства должны быть специально подготовлены для зимней эксплуатации:

- установлены приспособления для прогрева и запуска двигателя при низких температурах, а также обеспечены теплым капотом над местом его размещения;
- тщательно промыты и очищены системы охлаждения, топливопроводов, топливных баков и др.;

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

- заправлен двигатель антифризом для системы его охлаждения и соответствующими сортами топлива и смазки;
- утеплены аккумуляторные батареи и плотность электролита доведена до зимних норм;
- проверены и отрегулированы тормозные системы;
- отремонтированы имеющиеся и изготовлены недостающие цепи противоскольжения;
- установлены фары с противотуманными фильтрами;
- утеплены кабины, установлены и подключены приспособления для ее обогрева.

Выезжающие зимой в рейс должны быть одеты в теплую одежду и обуты в теплую обувь. Запрещается провоз недостаточно тепло одетых и обутых людей вне территории поселков. Выезжающие в рейс должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи, должны иметь при себе спички в непромокаемой упаковке и карманный электрический фонарь. Периодически, в обусловленное время, старший по колонне обязан сообщать на базу (диспетчеру) о своем местонахождении и условиях выполнения рейса, что должен регистрировать диспетчер в специальном журнале. В случае отсутствия связи, не позднее 5 часов после установленного контрольного времени, база (диспетчер) обязана организовать розыск и оказание помощи колонне [42].

Если во время пурги транспортные средства вынуждены остановиться в пути, в колонне должен быть натянут пеньковый канат для ориентирования во время перехода от одной машины к другой. Дороги в снегозаносимых районах должны быть обозначены хорошо видимыми вехами высотой не менее 2 м над поверхностью снега с расстояниями между ними не более 50 м на транспортных дорогах и не более 10 м на пешеходных [42].

					Социальная ответственность при эксплуатации магистральных газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе был исследован вопрос эксплуатации магистрального газопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов. Проанализированы положения нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию магистральных трубопроводов в рассматриваемых условиях.

Эксплуатация газопроводов на многолетнемерзлых грунтах считается эксплуатацией в осложненных условиях. Для обеспечения надежной бесперебойной работы магистрального газопровода следует очень тщательно и точно проводить инженерно – геологические изыскания, так как реакция грунта на воздействие является основным фактором риска аварии на магистральных газопроводах [15].

Имея полную информацию о рельефе и различной структуре грунта на протяжении магистрального газопровода выбираются технические решения по повышению надёжности эксплуатации трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.

Можно утверждать, что сегодня уровень наших знаний и накопленный опыт проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов позволяют осуществить любой способ прокладки трубопровода в любых мерзлотно-грунтовых условиях. Вопрос заключается лишь в затратах средств и труда на строительство и эксплуатацию трубопровода.

Проблема создания высоконадёжных трубопроводов в мерзлых грунтах является сложной и требует комплексного подхода, в основе которого должны быть натурные исследования и апробации новых технических решений в трассовых условиях.

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Синяков			Заключение				Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Рудаченко									95	105	
Консульт.									Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б				
Зав. Каф.		Рудаченко											

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200103173> (дата обращения: 10.02.16).
2. Володченкова О. Ю. Обеспечение проектного положения подземных магистральных нефтепроводов в зонах вечной мерзлоты: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 148 с.
3. Харионовский В.В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО Издательство «Недра», 2000. – 467 с.
4. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. – Л.: Недра, 1900. – 180 с.
5. Линейные сооружения на вечномерзлых грунтах / Науч. сов. По криологии Земли. – М.: Наука, 1990. – 184 с.
6. Исмаилов Т. И. Исследование несущей способности подземных магистральных газопроводов на участках трассы с неустойчивыми грунтами: диссертация кандидата технических наук : 25.00.19. – М., 2007. – 120 с.
7. Асадуллин М.З. Влияние климатических условий на теплообмен магистрального газопровода / Асадуллин М.З., Гаррис Н.А., Новоселов В.В. // Ремонт трубопроводов: науч. техн. сб. / Газпром. 2001. - №1. - С. 20-25.
8. Асадуллин М.З. Совершенствование методики расчета на прочность магистральных газопроводов / М.З. Асадуллин, И.Г. Исмагилов, Р.Р. Усманов, С.М. Файзуллин //Газовая промышленность. 2001.– № 5.– С.34–35.

					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Синяков			Список используемых источников		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко						96
Консульт.								105
Зав. Каф.		Рудаченко					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б	

9. Аскарлов Р.М. Развитие и научное обоснование методов ремонта магистральных нефтегазопроводов без остановки транспортировки продукта. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2009. – 51с.
10. Гаррис Ю.О. Регулирование тепловых режимов подземных трубопроводов / Ю.О. Гаррис, С.Е. Кутуков, В.В. Новоселов, И.Г. Исмагилов // Интервал. Передовые технологии. 2001. - № 4 - С. 14-17.
11. Гаррис Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. СПб.: ООО "Недра", 2009. - 368с.
12. Исследование влияния температурного фактора на надежность функционирования газопроводов // Отчет о научно-исследовательской работе. Науч. рук. Гаррис Н.А. Уфа. УГНТУ. - 2001.
13. Соколов С. М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промысловых трубопроводов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 126-127.
14. СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200095546> (дата обращения: 24.05.16).
15. Мустафин Ф. М. Строительные конструкции нефтегазовых объектов: учебник / Ф. М. Мустафин. – СПб.: Недра, 2008. – 780 с.
16. Коршак А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль. – СПб.: Недра, 2008. – 488с.
17. Технологические нормы проектирования магистральных газопроводов. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. М.: ОАО "Газпром", ООО "ВНИИГАЗ", ООО "ИРЦ Газпром", 2006. - 186с.
18. РСН 31-83 Нормы производства инженерно-геологических изысканий для строительства на вечноммерзлых грунтах [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/1200000629> (дата обращения: 30.05.16).

					Список используемых источников	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. Семенов А.П. Исследование теплового взаимодействия подземных магистральных нефтепроводов с сезоннопромерзающим грунтом / А.П. Семенов. М.: 1968.
20. Андреева Е. В, Виды нагрузок, действующих на трубопровод при строительстве в сейсмически опасных зонах // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта. Сборник научных трудов. - Новополюк: УО «ПГУ», 2008. - 3-6 с.
21. Ароне А. А., Кутателадзе С.С. Исследование теплопередачи от подземных трубопроводов методом моделирования. "Журнал технической физики", т.5, вып.9.,1935.
22. Володченкоа О. Ю. Основные задачи и закономерности механики грунтов // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт,- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2003, №1. - С.73-75.
23. Володченкоа О. Ю, Проектирование и строительство магистральных трубопроводов в сложных природно-климатических условиях // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт.- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2004, №4. -С. 71-72.
24. Володченкоа О. Ю. Особенности работы грунта под нагрузкой // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт,- М.: РГУ им. И.М. Губкина, 2003, №3, -С.64-66.
25. Бродская И. А. Методика комплексного использования данных аэрокосмического зондирования и гис–технологий для мониторинга линейных природно–технических систем: 25.00.34. – М., 2009. – 208 с.
26. Сверхтонкая жидкая теплоизоляция и гидроизоляция, «КОРУНД» [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.korund34.ru/> (дата обращения: 31.05.16).

27. Сейсмическая опасность и воздействия. Тез. междунар. науч. конф., посвящ. памяти О.В. Павлова, Иркутск, 3-6 окт. 2000 г. / Редкол.: К.Г. Леви и др. - Новосибирск: Изд-во Сиб. отд-ния Рос. АН, 2000. - 93 с.
28. ГОСТ 12.1.002-84 ССБТ. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/6/6335/ (дата обращения: 19.05.16).
29. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4650/ (дата обращения: 20.05.16).
30. ГОСТ 12.1. 005-88* //Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. М.: Изд-во стандартов. – 1991.
31. ГОСТ 12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838 (дата обращения: 20.05.16).
32. Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1.
33. СанПиН 2.2.2776-10 Гигиенические требования к оценке условий труда при расследовании случаев профессиональных заболеваний [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://docs.cntd.ru/document/902235844> (дата обращения: 21.05.16).
34. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.znaytovar.ru/gost/2/GOST_12101979_SSBT_Elektrobezo.html (дата обращения: 22.05.16).

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

35. ГОСТ 12.1.010-76* ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
http://www.znaytovar.ru/gost/2/GOST_12101076_SSBT_Vzryvobezop.html
(дата обращения: 19.04.16).
36. Федеральный закон "Об охране атмосферного воздуха" от 04.05.1999 г. N 96 ФЗ (ред. от 13.07.2015) [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22971/ (дата обращения: 19.04.16).
37. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.: <http://www.dioxin.ru/doc/gn2.2.5.1313-03.htm>
(дата обращения: 21.04.16).
38. Разумов В. В. Географические аспекты изучения потенциальных источников чрезвычайных ситуаций природного, техногенного, военного и биологического характера.
39. Федеральный закон "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.1999 г. N 52-ФЗ (ред. от 28.11.2015) [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22481/ (дата обращения: 19.04.16).
40. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 г. N 89-ФЗ (ред. От 29.12.2015) [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19109/ (дата обращения: 19.04.16).
41. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. [Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:
http://www.znaytovar.ru/gost/2/RD_15339411401_Pravila_likvida.html
(дата обращения: 26.04.16).

					Список используемых источников	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

42. ОСТ «Правила безопасности для магистральных трубопроводов».

Электронный ресурс]. – режим доступа к стр.:

<http://www.alppp.ru/law/bezopasnost-i-ohrana-pravoporjadka/79/pravila-bezopasnosti-pri-ekspluatacii-magistralnyh-gazoprovodov.html> (дата

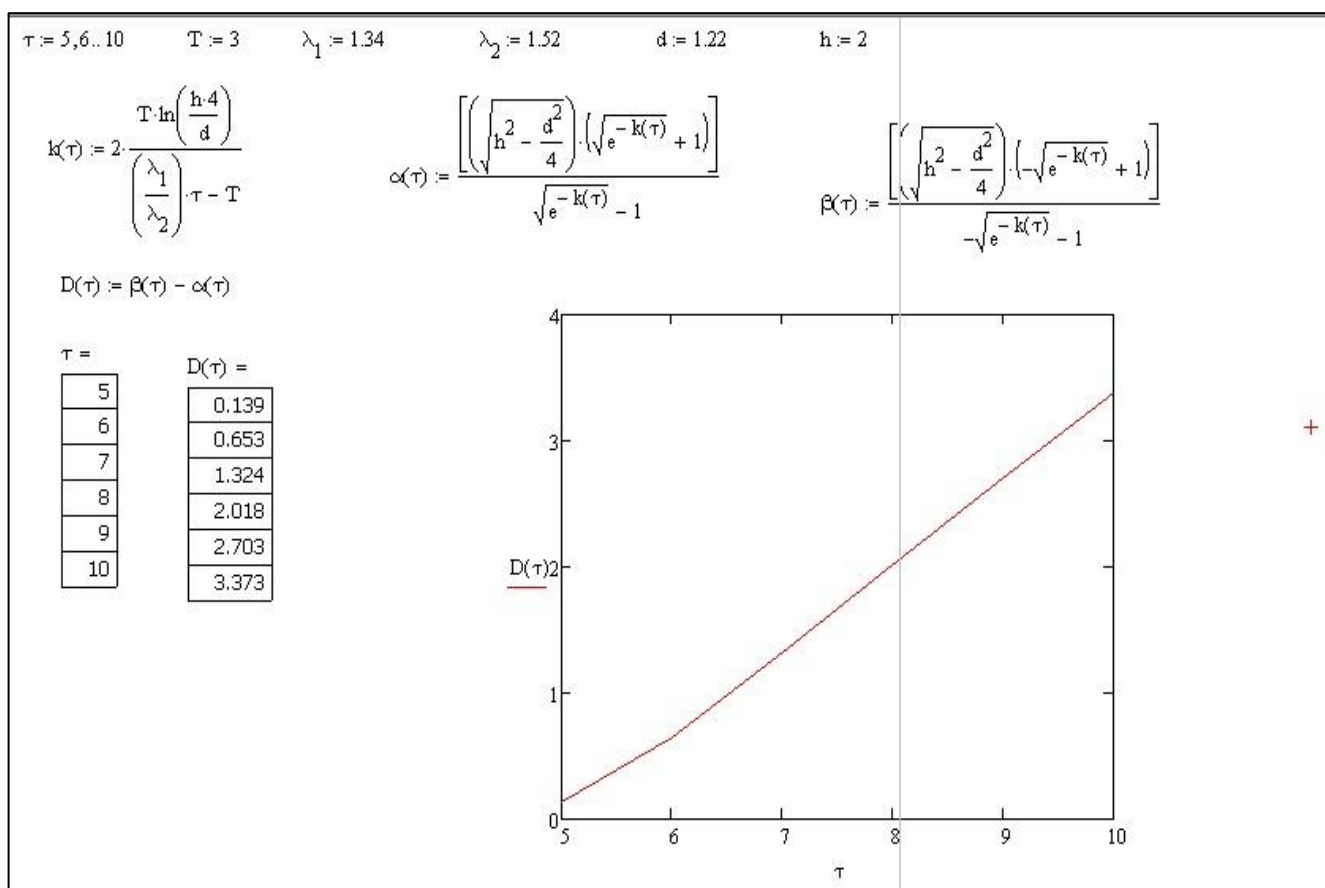
обращения: 19.05.16).

					Список используемых источников	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

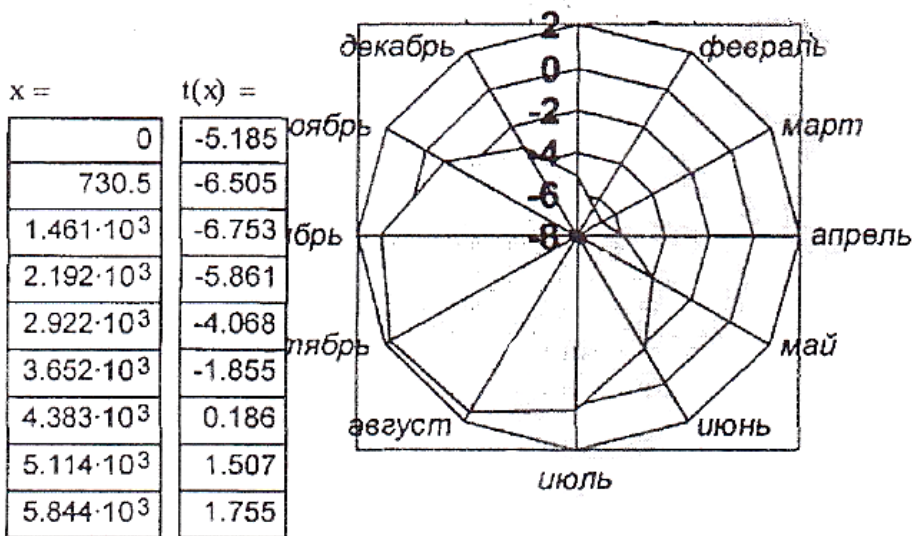
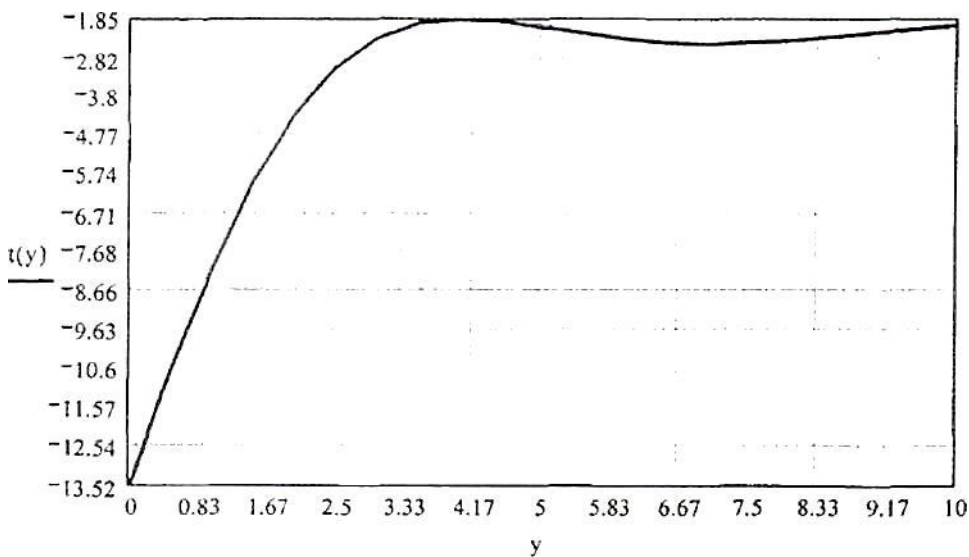
Характер роста диаметра ореола оттаивания мерзлого грунта вокруг действующего трубопровода в зависимости от температуры перекачиваемого продукта



					Особенности эксплуатации магистральных газопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Синяков				Приложения	Лит.	Лист
Руковод.	Рудаченко						Листов
Консульт.							102
Зав. Каф.	Рудаченко					Кафедра транспорта и хранения нефти и газа Группа 2Б2Б	

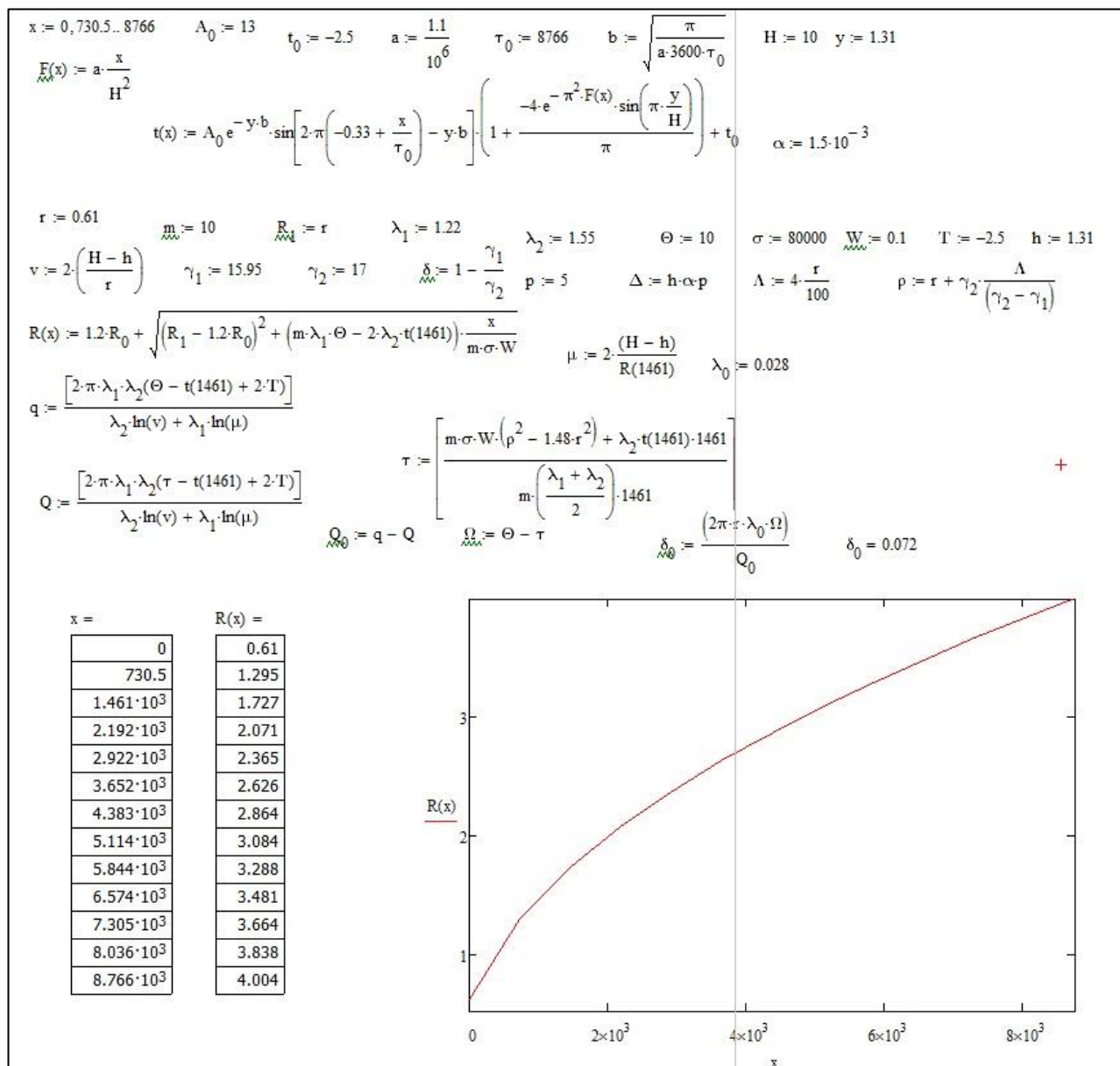
Приложение Б

Зависимости $t = f(y)$; $t = f(\tau)$



Приложение В

Расчет допускаемой величины радиуса ореола оттаивания и оптимальной толщины изоляционного покрытия газопровода из теплоизоляционного покрытия пенополиуретан.



Динамика роста радиуса ореола оттаивания грунта вокруг газопровода 1220х12 мм в течение года

