

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ) нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение надежности работы магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты

УДК 622.691.4.053:620.197:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4E5A	Эверстов Артур Альбертович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Л.А.	Профессор Д.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Сергеевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н		

Запланированные результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
Р1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
Р2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
Р3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)

	тематику, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	(ЕАС-4.2-н), (АВЕТ-3д)
Р8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные</i> для <i>экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
Р10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования</i> и <i>компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3б)
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: Бакалавриат

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Период выполнения: Весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Лев Алексеевич	Д.т.н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»	Манабаев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н.		

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Манабаев.К.К
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е5А	Эверстову Артуру Альбертовичу

Тема работы:

Повышение надежности работы магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: магистральный газопровод, который эксплуатируется в условиях вечной мерзлоты. Данные расчетного участка (балочный переход)..</p> <p>Режим работы: круглосуточный, периодический</p>
---	---

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е5А	Эверстов Артур Альбертович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.02 Технологические машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Должностной оклад научного руководителя составляет 33664 руб. 2. Должностной оклад инженера 21760 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Устанавливаются в соответствии с заданным уровнем нормы оплат труда: 30 % премии к заработной плате 20 % надбавки за профессиональное мастерство, 1,3 - районный коэффициент для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения с учетом льгот для образовательных учреждений, в том числе отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.1. Описание потенциальных потребителей; 1.2. Анализ конкурентных технических решений; 1.3. SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.1. Планирование работ; 2.2. Разработка графика Ганта. 2.3. Формирование бюджета затрат на научное исследование.
3. Ресурсоэффективность	1. Определение интегрального показателя эффективности научного исследования. 2. Расчет показателей ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Доцент, к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е5А	Эверстов Артур Альбертович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-4Е5А	Эверстов Артур Альбертович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/ 21.03.01

Тема ВКР:

Надежность работы магистрального газопровода в условиях вечной мерзлоты	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект анализа является магистральный газопровод ($D_n = 510$ мм, $\delta = 8$ мм, $P_{\text{раб}} = 5,4$ МПа) на участке с проседанием трубопровода после вывода трубопровода в ремонт на территории Республики Саха (Якутия).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); – СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением; – СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы; – Инструкция по ОТ при шурфовке участка действующего газопровода.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Падение твердых и сыпучих объектов на рабочего; – Укусы насекомых или животных; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; – Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу рабочего; – Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания.
3. Экологическая безопасность:	– Основным источником загрязнения атмосферы является на газопроводе стравливание через свечу природного газа; – Источник загрязнения гидросферы это использованные горючесмазочные материалы и аккумуляторная кислота; – Источник загрязнения литосферы это твердые промышленные отходы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– разрыв трубопровода с последующим воспламенением и взрывом; утечка газа из трубопровода без воспламенения газа; землетрясение; паводок; оползень; незаконная врезка в газопровод; задавливание трубопровода; террористический акт; атака условного противника; – утечка газа из трубопровода без воспламенения газа.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-4Е5А	Эверстов Артур Альбертович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содежит 92 с., 16 рис., 29 табл., 72 источников, 0 прил.

Ключевые слова: магистральный газопровод, балластировка, криолитозона, вечномерзлые грунты, устойчивость подземных трубопроводов, подземная прокладка

Объектом исследования является (ются) магистральный газопровод, который эксплуатируется в условиях вечной мерзлоты. Данные расчетного участка (балочный переход).

Цель работы – выявление технологических и технических параметров повышения конструктивной надежности магистральных трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов на примере магистрального газопровода «М»

В процессе исследования проводилась диагностика магистрального газопровода с диаметром 510 мм и с толщиной стенки трубы 8 мм с целью выявления модели расчетной устойчивости.

В результате исследования был произведен подбор утяжелителя для дальнейшей эксплуатации магистрального газопровода, чтобы обеспечить проектное положение трубопровода, даны рекомендации по снижению вредных и опасных производственных факторов и неблагоприятного влияния на окружающую среду.

Область применения: данный метод исследования применяется в областях устойчивости магистрального газопровода в условиях криолитозоны (условия вечной мерзлоты).

Экономическая эффективность/значимость проведено сравнение двух подрядных организаций в качестве диагностического обследования. Выявилось, что ООО «Газэкспертсервис» наиболее экономически выгодный, чем ООО «Элтек».

Сокращения

В ходе процесса работы ВКР применены следующие сокращения:

ММП – многолетнемерзлые породы;

ММГ – многолетнемерзлые грунты;

МГ – магистральный газопровод;

НСМ – неткано синтетический материал;

ГТМ – геотекстильный материал;

НДС – напряженно – деформированное состояние;

ГВВ – горизонт высоких вод;

УТК – утяжелители сборные кольцевые;

УБОм – утяжелители железобетонные охватывающего типа;

УБКм – утяжелители железобетонные утяжелители клиновидные;

УБГ – железобетонный утяжелитель охватывающего типа;

ВАУ – винтовое анкерное устройство;

ПКБу – Полимерно-контейнерные балластирующие устройства;

КТ – контейнер текстильный;

СВГКМ – средне- вилюйское газоконденсатное месторождение;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

Оглавление

Сокращения	9
ВВЕДЕНИЕ	12
Глава 1. Обзор литературы	14
1.1 Криолитозона.....	14
1.2 Основные сведения о трубопроводном транспорте на территории «А».	15
1.3 Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера	16
1.3.1 Требования к строительству магистрального трубопровода в условиях Крайнего Севера	16
1.3.2 Способы прокладки трубопроводов в вечномерзлых грунтах	19
1.4 Анализ методов балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера	23
Глава 2 Надежность магистральных газопроводов.....	31
2.1 Надежность линейной части магистрального газопровода.....	31
2.2 Современные представления о надёжности магистральных газопроводов.....	38
Глава 3. Выбор существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных трубопроводов	46
3.1 Недостатки устройств закрепления трубопроводов железобетонными утяжелителями и анкерами в «А».....	46
3.2 Моделирование участка МГ с применением балластировки из НСМ в программном комплексе Autodesk Inventor	47
Глава 4. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА.....	49
4.1 Определение механических напряжений участка газопровода	49
4.3 Расчет прогиба трубопровода по результатам нивелирования.....	53
4.4 Расчет устойчивости однопролетного участка газопровода.....	55
Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	58
5.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	58
5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	60
5.3 SWOT – анализ	61
5.4 Планирование научно-исследовательских работ	62
5.4.1 Структура работ в рамках научного исследования	62
5.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	64

5.4.3	Разработка графика проведения научного исследования	65
5.5	Бюджет научно-технического исследования	68
5.5.1	Материальные затраты.....	68
5.5.2	Амортизационные отчисления	69
5.5.3	Основная заработная плата исполнителей темы	69
5.5.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	73
5.5.5	Накладные расходы.....	74
5.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	75
5.7	Определение ресурсоэффективности проекта	75
5.8	Выводы по разделу.....	78
Глава 6.	Социальная ответственность.....	80
6.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	80
6.1.2	Специальные правовые нормы трудового законодательства	80
6.2	Организационные мероприятия при шурфовке участка действующего газопровода.....	82
6.3	Производственная безопасность	84
6.4	Анализ опасных и вредных производственных факторов	85
6.6	Экологическая безопасность	92
6.7	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
6.8	Выводы по разделу.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
Список литературы	98

ВВЕДЕНИЕ

Увеличение риска аварий и отказов при эксплуатации магистральных газопроводов в криолитозоне объективно связана с проблемой обеспечения надёжности и безопасности трубопроводного транспорта. Строительство газопроводов на территории «А» в условиях распространения многолетнемерзлых пород (ММП) характеризуется значительными экономическими потерями. Решение этой проблемы заключается в количественной оценке линейной части магистральных трубопроводов.

При оценке надёжности трубопроводных конструкций необходимо учитывать особенности, отличающие их от авиационных, машиностроительных и других строительных сооружений. Одной из особенностей трубопроводного транспорта нефти и газа является их большая протяженность, а также прохождения через различные климатические и геологические зоны, большая металлоемкость и широкий спектр воздействующих нагрузок.

Магистральные трубопроводы, проложенные на территории «А» эксплуатируются на территории распространения многолетнемерзлых грунтов. Общее техническое состояние линейной части этих газопроводов скаждым годом ухудшается, их эксплуатационный ресурс практически исчерпан.

Трубопроводы эксплуатируются в суровых природно-климатических условиях. Это, прежде всего широкий интервал температур от плюс 40°С, в летний, до минус 60°С в зимний периоды, а также наличие криогенных процессов, речные переходы, которые создают нестабильное напряженно-деформированное состояние.

Данные недостатки приводят к дополнительным затратам на ремонт. В таких специфических природно-климатических и рельефных условиях обеспечение надёжной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов является довольно актуальной задачей.

Цель данной работы – выявление технологических и технических параметров повышения конструктивной надежности магистральных трубопроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов на примере магистрального газопровода «М».

В связи с поставленной целью выдвинуты следующие задачи:

- сбор и обработка статистических данных по отказам магистральных газопроводов выявление наиболее характерных причин отказов магистральных газопроводов;
- анализ напряженно-деформированного состояния газопровода в условиях Крайнего Севера;
- анализ и выбор существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных газопроводов.

Глава 1. Обзор литературы

1.1 Криолитозона

Криолитозона – часть криосферы в пределах верхнего слоя земной коры, характеризуется наличием отрицательных температур и возможностью существования подземных льдов. Лед является основным породообразующим минералом. Криолитозона является, по всей вероятности, продуктом значительных плейстоценовых похолоданий климата в Северном полушарии.

Считается, что вечная мерзлота — это наследие последнего ледникового периода, и она постепенно (в геологическом смысле) тает. Прочностные свойства грунтов связаны с долей льда в них и температурой: чем она ниже, тем их прочностные свойства выше. Содержание льда в них может колебаться в весьма значительных пределах: они могут быть как достаточно сухими, так и весьма льдистыми, вплоть до состояния грязного льда.

Мерзлота весьма чувствительна к изменениям температурного режима: нарушение слабого поверхностного растительного слоя, например, гусеницами вездеходов или бульдозеров приводит к стремительному таянию мерзлоты, разрушению ее структуры и образованию огромных полей протаивания. Грунты, в мерзлом состоянии служившие надежным основанием, за несколько летних сезонов превращаются в болотную жижу, в которой возможно всплытие трубопроводов, их поперечное смещение и деформация.

На этапе проектирования необходимо определиться: где на трассе трубопровода будут сохраняться естественные условия залегания мерзлых грунтов, а где допустимо нарушение их залегания. Все решения возможны лишь при тщательном и всестороннем анализе технических возможностей по прокладке трубопровода по выбранной трассе и при всестороннем экономическом сравнении предложенных вариантов. В частности возможно строительство трубопровода над поверхностью земли, на специальных опорах, укладка его на поверхность земли с созданием специальной грунтовой подушки и траншейным способом. Один трубопровод может иметь самые

разные участки прокладки. Трубопровод на опорах будет испытывать значительные перепады температур, в связи с чем повышаются требования к качеству стали самого трубопровода и его опор. В ряде случаев может потребоваться применение опор особого типа, запаасающих холод в зимний период, чтобы сохранить мерзлоту летом.

1.2 Основные сведения о трубопроводном транспорте на территории «А»

Трубопроводный транспорт в «А» играет важную роль в обеспечении предприятий и населения дешёвым топливом, Трубопроводный транспорт на территории «А» представлен трубопроводами как локального республиканского значения, так и федерального.

Для района прохождения трассы газопровода характерно наличие значительного количества небольших рек, ручьев с широкими заболоченными поймами. Наиболее крупными из пересекаемых водотоков являются: р. Чорон –Юрях, р. Лунгха, р. ХатынгЮрях, р. Берге - Тюгене со старицей, р. Сите и р.Кенкеме.

В пределах региона «А» многолетнемерзлые породы развиты повсеместно до глубины 300-400 м за исключением пойменных отложений крупных рек. Температура многолетнемерзлых пород на глубине 10 м (подошва слоя нулевых годовых амплитуд) составляет порядка минус 3°С.

Сезонное оттаивание грунтов начинается в середине мая (к этому времени оттаивает до 30% сезонно-талого слоя) и заканчивается в сентябре.

Современные геокриологические процессы связаны с сезонным промерзанием – оттаиванием и представлены термоэрозией, режетермокарстом, морозобойным растрескиванием, пучением грунтов. В зоне промерзания-оттаивания суглинистые грунты обладают сильнопучинистыми свойствами, песчаные - средне - и слабопучинистыми.

1.3 Конструктивно-технологические особенности магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера

1.3.1 Требования к строительству магистрального трубопровода в условиях Крайнего Севера

Проектирование трубопроводов, предназначенных для прокладки в районах вечномерзлых грунтов, следует осуществлять в соответствии требованиями СП 25.13330.2012 [3], специальных ведомственных нормативных документов, утвержденных Миннефтегазстроем, Мингазпромом и Миннефтепромом по согласованию с Минстроем РФ, и дополнительными указаниями настоящих норм.

Для трассы трубопровода должны выбираться наиболее благоприятные в мерзлотном и инженерно-геологическом отношении участки по материалам пережающего инженерно-геокриологического изучения территории.

Принцип использования вечномерзлых грунтов в качестве основания трубопровода должен приниматься в соответствии с требованиями СП 25.13330.2012 [3] в зависимости от способа прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, инженерно-геокриологических условий и возможности изменения свойств грунтов основания.

Сооружение трубопроводов, прокладываемых на многолетнемерзлых грунтах, должно осуществляться в основном в зимнее время с использованием грунтов в качестве оснований в соответствии со СП 25.13330.2012 [3] по I-ому принципу.

Принцип I – вечномерзлые грунты основания используются в мерзлом состоянии, сохраняемом в процессе строительства и в течение всего периода эксплуатации сооружения.

В летний период при потере несущей способности деятельного слоя грунта его использования в соответствии со СП 25.13330.2012 [3] по II принципу выполнение линейных трассовых работ допускается только с применением специальных технологий и техники, обоснованных технико-

экономическим расчетом и отвечающих требованиям охраны окружающей среды.

Принцип II – вечномерзлые грунты основания используются в оттаянном или оттаивающем состоянии (с их предварительным оттаиванием на расчетную глубину до начала возведения сооружения или с допущением их оттаивания в период эксплуатации сооружения).

Принцип I следует применять, если грунты основания можно сохранить в мерзлом состоянии при экономически целесообразных затратах на мероприятия, обеспечивающие сохранение такого состояния. На участках с твердомерзлыми грунтами, а также при повышенной сейсмичности района следует принимать, как правило, использование вечномерзлых грунтов по принципу I.

Принцип II следует применять при наличии в основании скальных или других малосжимаемых грунтов, деформация которых при оттаивании не превышают предельно допустимых значений для проектируемого сооружения, при несплошном распространении вечномерзлых грунтов, а также в тех случаях, когда по техническим и конструктивным особенностям сооружения инженерно-геокриологическим условиям участка при сохранении мерзлого состояния грунтов основания не обеспечивается требуемый уровень надежности строительства.

Трассу магистральных трубопроводов выбирают на основе материалов инженерно-геологических изысканий с учетом мерзлотно-грунтовых условий. Трубы стремятся прокладывать по сухим участкам с крупноскелетными грунтами в обход территорий с высокольдистыми грунтами, подземными льдами, наледями, буграми пучения, активно развивающимися термокарстом, оползнями и солифлюкцией.

Бугры пучения надо обходить с низовой стороны, оползневые участки – ниже зеркала скольжения, не рекомендуется прокладывать трубопроводы вне посредственной близости от подошвы косогора.

Существуют три способа прокладки магистральных трубопроводов: подземный, наземный и надземный. Выбор способа зависит от температуры транспортируемого продукта и типа местности, по которой проходит трасса. Здесь различают горячие участки трубопровода (весь год температура положительная), теплые (положительна только среднегодовая температура продукта) и холодные (среднегодовая температура продукта отрицательна). В связи с этим выделяют 4 типа местности: IV простой, III нормальный, II сложный и I очень сложный.

Отсюда, способ прокладки выбирают на основании технико-экономического сравнения вариантов с учетом перечисленных ниже особенностей каждого способа.

Подземный способ применяют в пределах местности II – IV типа при прокладке холодных и теплых участков трубопроводов, а также горячих участков в пределах площадок со скальными и крупнообломочными грунтами. При прокладке трубопровода в песчаных и глинистых грунтах трубу покрывают битумным лаком и укладывают непосредственно на дно траншеи.

В скальных и крупнообломочных грунтах под трубой устраивают подсыпку из песчаных грунтов толщиной 10 см, трубу укладывают на отсыпку и засыпают тем же грунтом на высоту 20 см, от верха трубы.

В пучинистых грунтах обратная засыпка траншеи осуществляется привозным непучинистым материалом.

Наземный способ обычно применяют в тех же условиях, что и подземный, но на ограниченных участках трассы с резко пересеченным рельефом или сильной заболоченностью.

Он используется при прокладке горячих участков трубопроводов, теплые – на местности III и IV типов и холодные на II (при этом трубы обваловывают непучинистым грунтом), III и IV.

Для прокладки теплых участков трубопровода на местности II типа в конструкции дополнительно используется тепловая изоляция в виде плоского экрана под трубой или дополнительной отсыпки грунта. Горячие участки

трубопроводов на местности II – IV типов прокладывают с применением теплоизоляции и термоохладителей.

Надземная прокладка применяется при трубопроводном строительстве в пределах местности I и II типов на низких и высоких опорах. На низких опорах прокладывают теплые и горячие участки трубопровода в пределах местности I типа и теплые участки на местности I типа;

На высоких опорах – горячие участки трубопровода в пределах местности I типа. Опорой считается металлическая или железобетонная конструкция, расположенная между трубой и фундаментом.

Опоры бывают в виде ригелей, рам, эстакад и т.п. Опоры подразделяются на неподвижные (мертвые) и подвижные (скользящие, катковые, роликовые и др.), обеспечивающие свободное перемещение трубопровода при температурном удлинении (сокращении) трубы. Опоры располагают на высоте не менее 0.5 м от уровня земли.

1.3.2 Способы прокладки трубопроводов в вечномерзлых грунтах

При строительстве трубопровода в зоне распространения многолетнемерзлых пород важно учитывать изменчивость физико-механических характеристик. Из-за образования ореола оттаивания грунта вокруг трубопровода снижается его несущая способность, что ведет к потере устойчивости и разрушению. В осеннее, зимнее время при отрицательных температурах происходит повторное замерзание оттаявшего грунта. Повторное замерзание грунта приводит к пучению мерзлых пород, которое также приводит к разрушению.

Участки трубопровода делят на три типа - горячие, холодные и теплые. Температура перекачиваемого продукта уменьшается по мере отдаления от станции. Даже при однородном типе мерзлоты условия работы по длине трубопровода будут совершенно различными. Определив принадлежность участка трубопровода к одному из перечисленных типов, можно предугадать оттаивание грунта – на горячем участке, периодическое оттаивание,

замерзание – на тепло. Исходя из такой квалификации участков трубопровода можно заранее подготовить возможные мероприятия по предотвращению нежелательных для трубопровода воздействий в районе распространения многолетнемерзлых грунтов.

Размеры зоны оттаивания вокруг трубопровода, глубина сезонного оттаивания грунта в его основании определяются теплотехническими расчетами. Мероприятия по ограничению зоны оттаивания и промораживания сезонно талого слоя грунта в основании трубопровода также проектируются на основании теплотехнических расчетов.

На ММП применяют все существующие в настоящее время конструктивные схемы укладки трубопроводов - подземная, наземная и надземная.

В связи со сложными и разнообразными геологическими, геокриологическими и геоморфологическими условиями прохождения трассы трубопровода (многолетнемерзлые грунты с многообразными явлениями микриогенеза) рассматриваются два типа прокладки трубопровода в соответствии с требованиями СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014: подземный и наземный. Схемы подземной и наземной прокладки газопровода приведены на рис. 1.1 и 1.2.

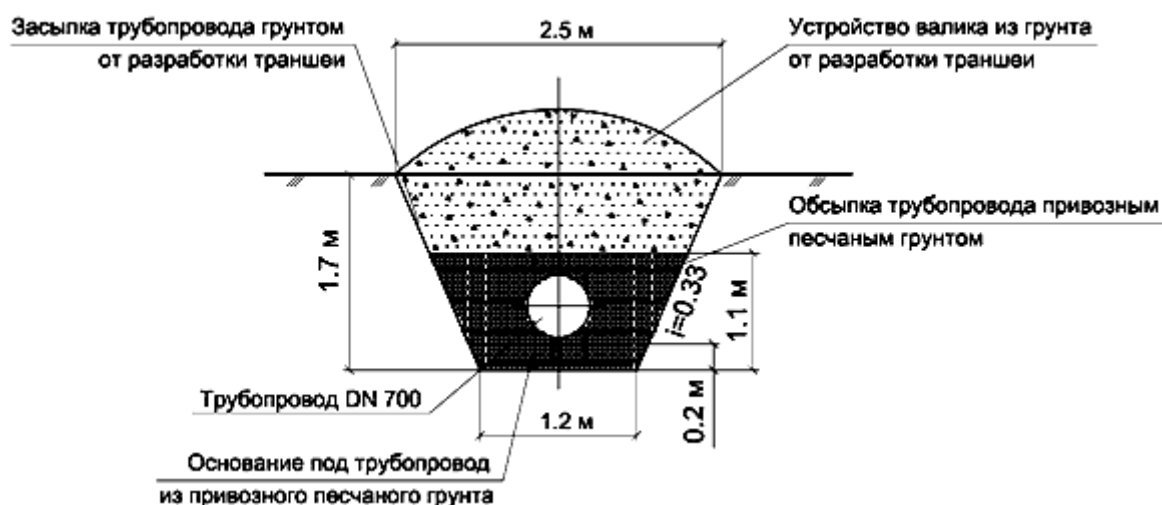


Рисунок 1.1 – Подземная прокладка трубопровода

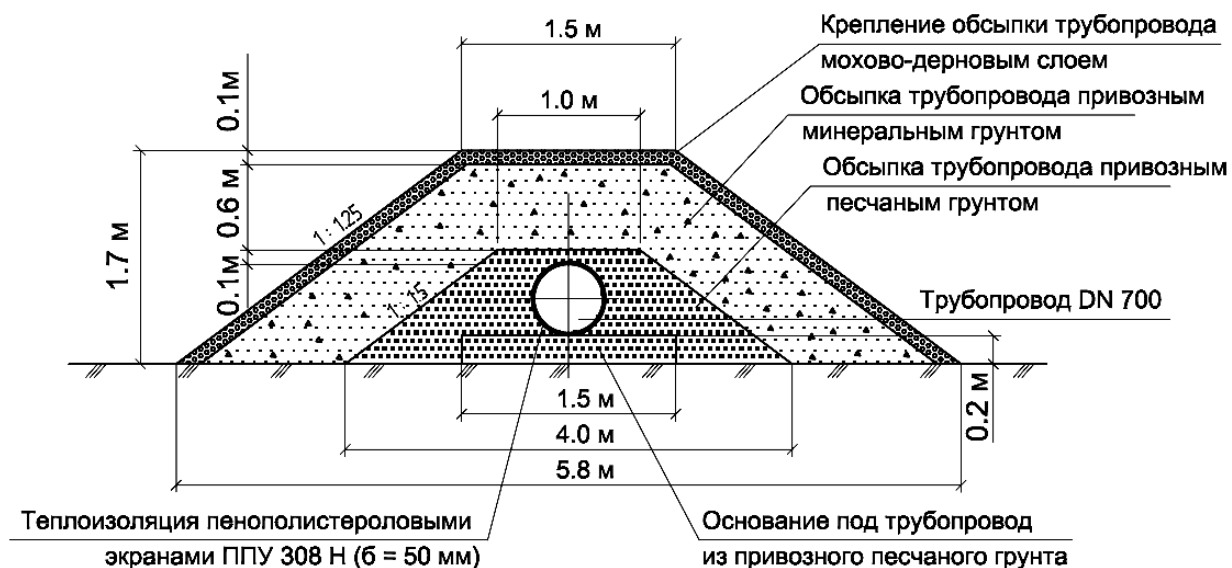


Рисунок 1.2 – Наземная прокладка трубопровода

Подземная укладка трубопроводов предусмотрена преимущественно параллельно рельефу местности с заглублением до верхней образующей трубы или балластирующей конструкции не менее:

- 0,8 м – на участках прокладки по землям Гослесфонда;
- на переходах через водные преграды глубина укладки принята не менее 0,5 м до верха балластирующей конструкции от линии возможного размыва, но не менее 1,0 м от отметок дна русла реки до верха трубы.

На переходах через естественные и искусственные препятствия глубина заложения увеличивается в зависимости от вида препятствия, инженерно-геологических характеристик грунтов и конструктивных решений.

В зависимости от геокриологических условий многолетнемерзлых грунтов, трубопровод укладываются:

- в грунтах, не теряющих при оттаивании несущей способности, и малопродачных грунтах, дающих небольшую осадку, при оттаивании не превышающую 10% мощности оттаявшего слоя (I категория просадочности) – на глубину не менее 1.5 м (с учетом подушки 0,1 м);
- в льдонасыщенных грунтах II и III типов просадочности – сукладкой трубопровода на устойчивое основание (коренные породы, ММГ I

типа просадочности) ниже грунтов, подверженных пучению. При этом максимальная глубина траншеи не должна превышать четырех метров.

На участках распространения криогенных грунтовых явлений (просадочность II-III типов, солифлюкция, термокарст и т.п.) прокладка трубопровода выполняется в многолетнемерзлом грунте ниже границы сезонно-талого слоя.

Разработка траншеи осуществляется роторными или одноковшовыми экскаваторами с предварительным рыхлением грунта механическим способом или взрывом мелкошпуровыми зарядами.

Наземная укладка предусмотрена на участках трассы, сложенных подземными «погребенными» льдами с наличием повторно-жильных льдов. Укладка трубопровода предусмотрена наземно, в обваловке. При прокладке газопровода в обваловании должны быть соблюдены следующие условия:

- использование разведанных песчаных карьеров мягкого и минерального грунта на стадии строительства I и II ниток действующих газопроводов для выполнения обвалования наземных участков;
- предусмотреть устройство водопропусков в местах понижения рельефа местности;
- устройство постоянных переездов через газопровод, из расчета, в среднем 1 переезд на каждые 2 км трассы.

Производство земляных работ, сборку, сварку и контроль качества сварных швов, изоляционные и трубоукладочные работы при строительстве газопровода следует выполнять в соответствии с действующими нормативными документами.

Для обеспечения уровней напряжений и деформаций в металле труб в допустимых пределах, установлена минимальная температура воздуха минус 40 °С, ниже которой не допускается укладка в траншею плетей протяженностью более 300 м, замыкание захлестов и засыпка уложенного трубопровода.

1.4 Анализ методов балластировки газопроводов в условиях Крайнего Севера

Для обеспечения эксплуатационной надежности и трубопровода на проектных отметках производится его закрепление или балластировка.

Для этого используют конструкции, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи и конструкции, создающие давление натрубопровод (пригрузку).

В зависимости от конкретных условий участка трассы трубопровода, уровня грунтовых вод, характеристик грунтов и схемы прокладки трубопровода применяются следующие способы и конструкции балластировки и закрепления трубопроводов:

- анкерные устройства винтового, раскрывающего типа (ВАУ, АР), атакже вмораживаемые;
- групповой способ установки железобетонных утяжелителей и анкерных устройств;
- повышенное заглубление трубопровода;
- железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО иклиновидные типа 1-УБКм;
- минеральный грунт, в том числе с применением рулонных нетканых синтетических материалов (НСМ);
- полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ);

Железобетонные утяжелители охватывающего типа УБО изготавливаются по ТУ 102-300-81. Утяжелители типа УБО (рис.1,3, а) состоят из двух железобетонных блоков, двух металлических, защищенных изоляционным покрытием, или мягких, изготовленных из долговечного синтетического материала, соединительных поясов.

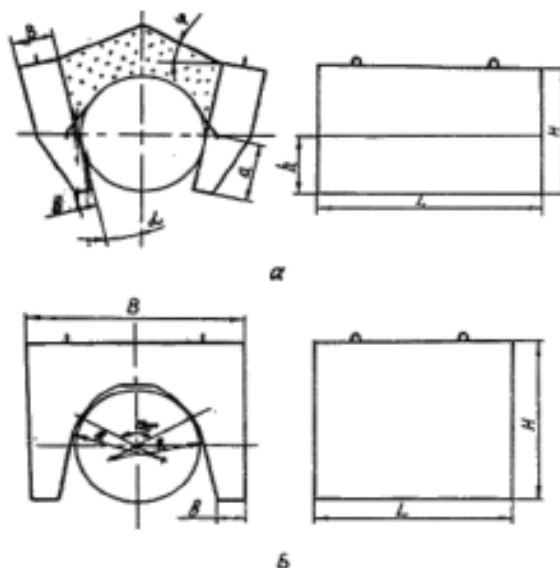


Рисунок 1.3 – Схемы конструкций железобетонных утяжелителей:

а - утяжелитель типа УБО; б - утяжелитель типа 1-УБКм

Техническая характеристика утяжелителя типа УБО приведена в табл.1.3. Железобетонные утяжелители клиновидного типа 1-БКм изготавливаются по ТУ 102-421-86. Утяжелитель представляет собой седловидный железобетонный блок (рис.1, б), поверхность которой, примыкающая к трубопроводу, образована двумя взаимно пересекающимися цилиндрическими поверхностями с радиусом больше, чем радиус трубы.

Техническая характеристика утяжелителя типа УБК приведена в табл. 1.4.

Таблица 1.1 – Техническая характеристика утяжелителя типа УБО

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры блока, мм						Объем бетона, м ³	Масса утяжелителя, кг
		<i>H</i>	<i>a</i>	<i>B</i>	<i>L</i>	<i>h</i>	<i>b</i>		
1420	УБО-1420-12	1600	600	600	1200	800	150	1,88	4324
1220	УБО-1220-13,5	400	550	600	1350	700	150	1,84	4232
1020	УБО-1020-15	1100	450	550	1500	600	150	1,46	3358
820	УБО-1020-15	1100	350	550	1500	600	150	1,46	3358
720	УБО-1020-15	1100	300	550	1500	600	150	1,46	3358
530	УБО-530-10	700	230	300	1000	300	100	0,36	828

Примечание. Масса утяжелителя определена для плотности бетона, равной 2300 кг/м³.

Таблица 1.2 – Техническая характеристика утяжелителя типа УБК

Диаметр трубопровода, мм	Марка утяжелителя	Габаритные размеры утяжелителя, мм					Объем бетона, м ³	Масса утяжелителя, кг
		<i>L</i>	<i>H</i>	<i>B</i>	<i>R</i>	<i>b</i>		
1420	1-УБКм-1420-10	1000	1760	2400	1100	400	2,51	6020
1220	1-УБКм-1220-9	900	1570	2000	1100	290	1,69	4060
1020	1-УБКм-1020-9	900	1370	1840	1100	300	1,49	3580
820	1-УБКм-820-9	900	1120	1600	1000	300	1,12	2690
720	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
630	1-УБКм-720-9	900	1030	1500	800	310	1,03	2470
530	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
478	1-УБКм-529-9	900	760	1300	800	310	0,69	1660
426	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320
377	1-УБКм-426-9	900	690	1100	800	250	0,55	1320

Примечание. Масса утяжелителя определена для плотности бетона 2400 кг/м³.

Полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) с грунтовым наполнителем (рис. 1.4) изготавливаются по ТУ 6-19-210-82 и представляют собой соединенные четырьмя силовыми лентами два контейнера из мягкого долговечного синтетического рулонного материала с металлическими распорными рамками.

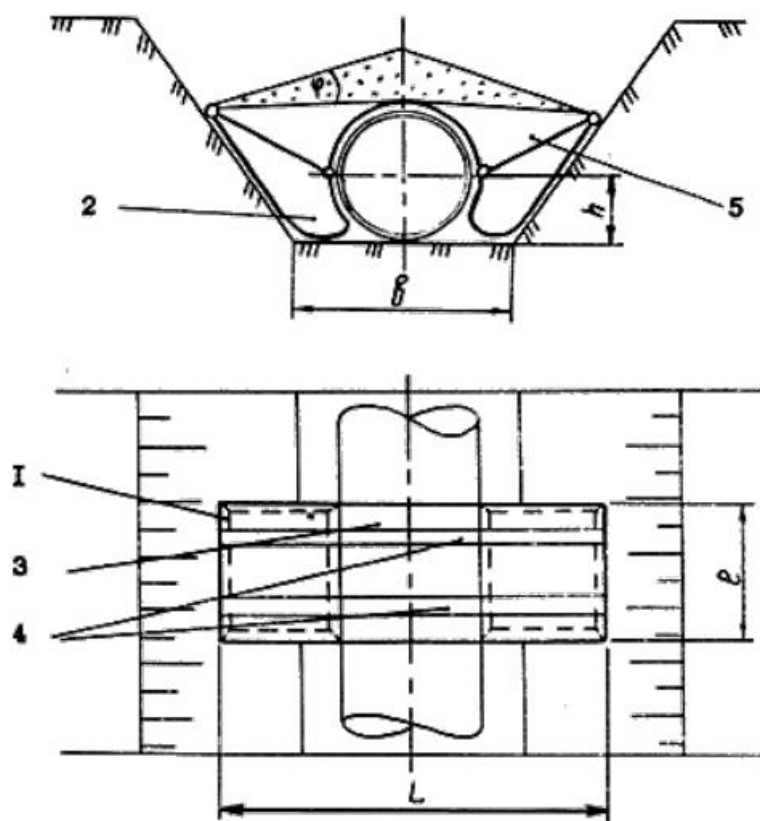


Рисунок 1.4 – Схема конструкции полимерно-контейнерного балластирующего устройства: 1 - рамка жесткости; 2 - емкость из мягкой ткани; 3 – нижняя грузовая лента; 4 - верхняя грузовая лента; 5 - противоразмывная перегородка.

Ленты изготавливаются из синтетического материала. Между лентами вшиты вертикальные противоразмывные перегородки.

Для увеличения производительности труда и учета в балластировке массы грунта засыпки траншеи железобетонные утяжелители и ПКБУ устанавливают групповым способом.

Балластировка трубопроводов грунтом производится путем увеличения глубины траншеи. В зависимости от характеристик грунтов обратной засыпки диаметра трубопровода достигается частичная или полная величина нормативной интенсивности балластировки.

Таблица 1.3 – Техническая характеристика ПКБУ

Диаметр трубопровода, мм	Габаритные размеры устройства, мм			Объем грунта в комплекте, м ³
	<i>L</i>	<i>h</i>	<i>l</i>	
1420	4200	600	1500	5,1
1220	3800	600	1500	4,1
1020	3000	450	1500	2,6
820	2400	350	1500	1,7
720	2300	350	1500	1,4

Балластировка трубопроводов грунтом с применением нетканого синтетического материала (НСМ) выполняется по схемам рис.1.5. В зависимости от характеристик грунта балластировка осуществляется по всей длине трубопровода или отдельными участками.

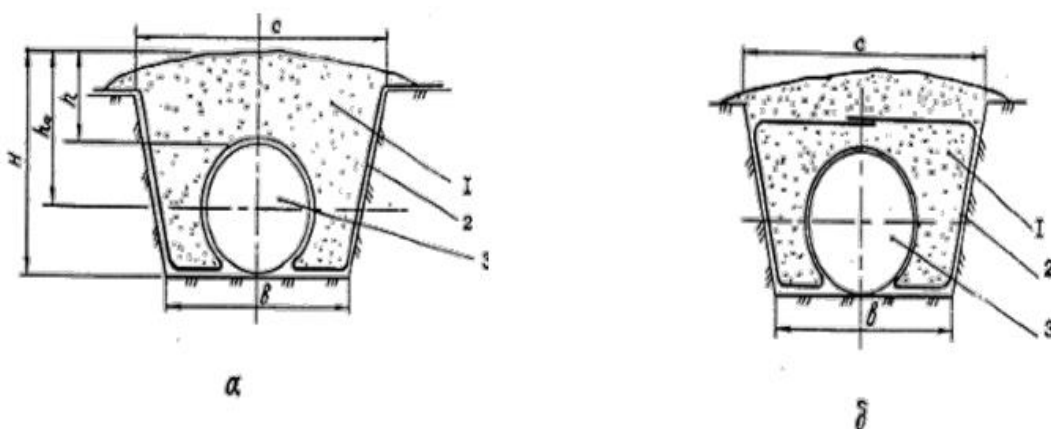


Рисунок 1.5 – Схемы балластировки трубопроводов грунтом с применением НСМ: а - для песчаных; б - для глинистых; 1 – минеральный грунт; 2 - полотно из НСМ; 3 – трубопровод

В качестве балластирующего устройства может применяться грунт, укрепленный добавками вяжущих компонентов по ТУ 38-101960-83 (тяжелые крекинг-остатки, битумы и т. д.). Балластировка трубопроводов укрепленным грунтом выполняется в виде перемычек совместно с железобетонными утяжелителями или анкерными устройствами (рис.1.6).

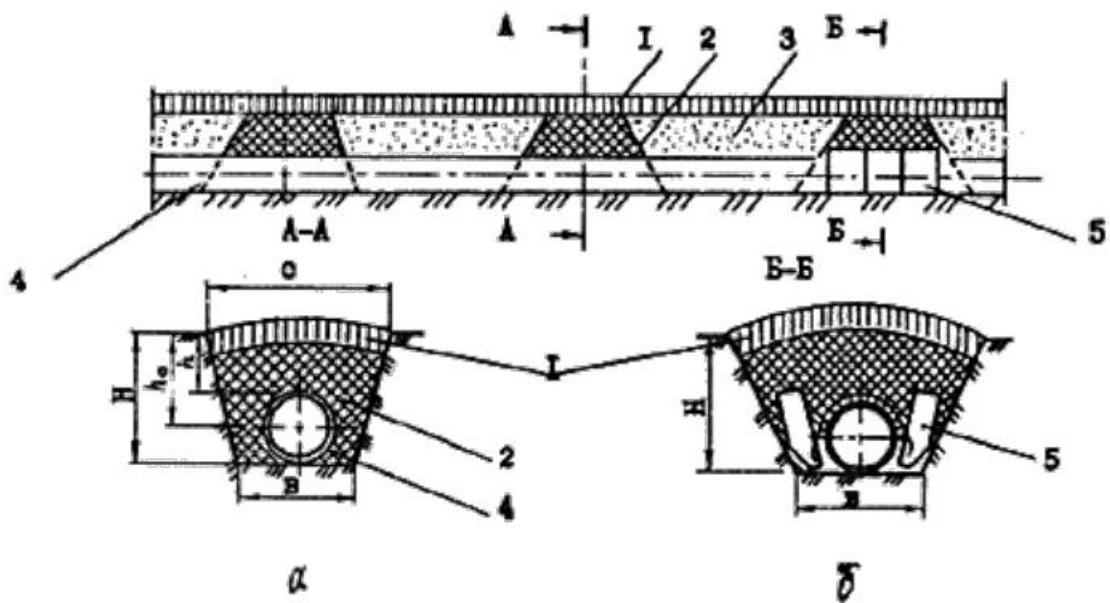


Рисунок 1.6 – Схема конструкций балластных перемычек:

а – балластная перемычка из закрепленного грунта; б – комбинированный способ балластировки; 1 – рекультивируемый слой грунта; 2 – закрепленный грунт; 3 – минеральный грунт; 4 – трубопровод; 5 – утяжелители типа УБО.

Применяемые конструкции и способы балластировки и закрепления трубопроводов определяются проектной организацией и отражаются в проекте (рабочем проекте), исходя из следующих основных факторов:

- характера и типа грунтов (их прочностных и деформационных характеристик);
- глубины траншеи;
- уровня грунтовых вод;
- глубины и типа болот;
- условий рельефа местности;
- схемы прокладки;
- методов и сезона производства строительно-монтажных работ;
- экономической целесообразности.

Балластировку трубопроводов железобетонными утяжелителями типов УБО и УБК можно производить на болотах всех типов, независимо от их глубины, вечномерзлых грунтах, поймах рек. При этом экономически

целесообразно применять утяжелитель типа УБО в том случае, если имеется возможность использовать в качестве дополнительного балласта грунт засыпки траншеи. В северных районах страны МГ на балластируемых участках, значительной протяженности находятся выше проектных отметок – оголены или всплыли со сбросом утяжелителей. Обследование трасс показывает, что первоначально всплывают балластируемые участки на углах поворота осигазопровода в плане. В период следующего паводка, когда уровень воды превышает отметку средней образующей всплывшего ранее участка газопровода, последний, повторно всплывая, увлекает за собой прилегающие подземные участки газопровода, в результате длина всплывшего участка увеличивается, как принято говорить, "растет". Таким образом, в течение ряда лет газопровод может всплыть (и всплывает) на протяжении всего обводненного участка. Основная причина - негативное влияние продольных (и, как следствие, поперечных) перемещений газопроводов в грунте на работу системы газопровод – утяжелители.

Как правило, в северных, да и в других районах работы по строительству МГ на болотах и заболоченных участках проводятся зимой, а ввод газопровода в эксплуатацию - летом. В результате положительных приращений температуры (например, было минус 20°C, стало плюс 40°C, приращение 60°C) и давления (было 0, стало 7,5 МПа) в первый весенне-летний период трубопровод удлиняется. Установлена предельная величина перемещений подземного трубопровода, равная 40 мм, при которой допускается применение железобетонных утяжелителей. При использовании мягких соединительных поясов (из технической ткани) утяжелителей УБО эта величина составляет 50 мм. Для грубого расчета протяженность участков (где допускается применение железобетонных утяжелителей) от границы болота для трубопровода диаметром 1420 мм, при оговоренных приращениях температуры трубопровода и давления продукта, составляет: 40 м – при металлических соединительных поясах; 50 м – при мягких. На остальном

протяжении балластируемого участка следует применять утяжелители, отвечающие двум принципиальным подходам.

1. Утяжелитель (утяжеляющее покрытие) должен перемещаться в грунте вместе с трубопроводом без взаимных смещений, при этом утяжелитель должен иметь малое лобовое сопротивление, а лучше не иметь его, и надежное

сцепление (защемление) с трубопроводом. К таким утяжелителям следует отнести:

- обетонирование;
- кольцевые бетонные утяжелители и чугунные грузы.

2. Трубопровод должен свободно перемещаться под утяжелителем (седлового типа) или под соединительным поясом утяжелителя (охватывающего типа) без разрушения (повреждения) утяжелителя и (или) изоляционного покрытия трубопровода.

Такие утяжелители могут (должны) иметь низкое удельное давление на поверхность трубопровода. К ним следует отнести (из известных): грунтозаполняемые полимерно-контейнерные балластирующие устройства (ПКБУ) и контейнер текстильный (КТ) с удельным давлением не более 0,02 МПа; способ балластировки грунтом с применением прослоек (ковров) из геотекстильного иглопробивного полотна.

Глава 2 Надежность магистральных газопроводов

2.1 Надежность линейной части магистрального газопровода

Для технических объектов термины и определения в области надежности установлены ГОСТ 27.002-2015 [4]. В соответствии с этим ГОСТ некоторые общие понятия и показатели надежности применительно к линейной части магистральных газопроводов могут быть сформулированы в следующем виде.

Работоспособность – состояние линейной части, при котором она способна транспортировать газ установленными параметрами (Q, P, T, w).

Безотказность – свойство линейной части непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.

Исправное состояние – такое состояние линейной части, при котором она отвечает всем требованиям действующей нормативно-технической документации.

Технический ресурс – величина, характеризующая запас возможной суммарной наработки объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние.

Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта до его перехода в предельное состояние, измеряемая в единицах времени.

Различают нормативный ресурс и нормативный срок службы, определяемые на этапе разработки проектного задания с учетом современного технического состояния, мирового уровня и темпов научно-технического прогресса в данной отрасли.

На стадии эксплуатации оперируют понятиями остаточного ресурса или остаточного срока службы, которые являются индивидуальными характеристиками технических объектов.

Для инженерных целей удобно оперировать показателями, которые являются производными, связанными между собой и входят в понятие «надежность». ГОСТ 27.002-2015 [4], ресурс означает время наработки, или срок службы; безопасность характеризует надежность объекта по отношению

к жизни и здоровью людей, состояние окружающей среды; при этом безопасность дает ограничение на значение ресурса. Риск связан с безопасностью и функция риска является дополнением функции безопасности до 1. Схематически названные выше понятия представлены на рис. 2.1



Рисунок 2.1 – Взаимосвязь надежности и производных технических характеристик

Из приведенных понятий определяющим является понятие технического состояния объекта, а именно, его предельное значение.

При оценке надежности анализируют следующие возможные состояния объекта: исправное, работоспособное, предельное. Согласно ГОСТ 27.002–89 устанавливаются следующие понятия.

Исправное состояние (исправность) – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неисправное состояние (неисправность) – состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Работоспособное состояние (работоспособность) – состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Неработоспособное состояние (неработоспособность) – состояние оборудования, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых объект способен частично выполнять требуемые функции.

Отказ – событие, которое заключается в нарушении работоспособного состояния объекта.

Отказы классифицируют:

- по характеру проявления – внезапные и постепенные;
- по стадиям эксплуатации объекта – приработочные и деградационные;
- по причинам возникновения – конструктивные, производственные и эксплуатационные;
- по последствиям – критические и некритические (существенные и несущественные).

В качестве предельного состояния принимают состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

За критерий предельного состояния принимают признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией.

В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критерия предельного состояния.

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта, при этом его работоспособное состояние может сохраняться.

Отказы линейной части газопроводов разделяются на полные(разрушения газопровода, закупорка гидратами и т. п.), которые приводят к потере работоспособности, и частичные (микросвищ, устраняемый без остановки газопровода, частичная закупорка сечения газопровода гидратами и т. п.), при которых возможно использование линейной части газопровода с ограничениями либо по давлению, либо по расходу.

Для количественной оценки надежности и ремонтпригодности линейной части необходимо дать следующие термины и определения.

Наработка между отказами – это продолжительность времени между двумя последовательно возникшими отказами. Математическое ожидание среднего значения наработки между отказами называется наработкой на отказ.

$$T = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N t_i, \quad (2.1)$$

где t_i – время работы линейной части после i отказов; N – число отказов за период наблюдения.

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в заданном интервале времени или в пределах заданной наработки на линейной части не возникает ни одного отказа.

Время восстановления – это вероятность того, что работоспособность линейной части будет восстановлена в заданное время. Математическое ожидание времени восстановления работоспособности называется средним временем восстановления.

$$T_v = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N t_i, \quad (2.2)$$

где t_i – время работы линейной части после i отказов.

Коэффициент готовности – вероятность того, что линейная часть будет работоспособной, в произвольно выбранный момент времени в установленном режиме эксплуатации.

$$K_g = \frac{T}{T + T_{\text{в}}}, \quad (2.3)$$

где T – наработка между отказами; $T_{\text{в}}$ – время восстановления.

Коэффициент вынужденного простоя – вероятность того, что линейная часть будет находиться в неплановом ремонте.

$$K_{\text{п}} = 1 - K_g, \quad (2.4)$$

где K_g – коэффициент готовности.

Коэффициент технического использования – показывает, какую часть общего времени простоя и работы (календарного времени) линейная часть находится в состоянии готовности к использованию.

$$K_{\text{т.и.}} = \frac{\sum t_i}{\sum t_i + \sum t_{\text{би}}}, \quad (2.5)$$

где t_i – время работы линейной части после i отказов.

Интенсивность отказов – есть вероятность возникновения отказа линейной части в единицу времени после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ не возникал.

Удельная интенсивность отказов определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{N}{L \cdot t} \quad (2.6)$$

где N – число отказов на газопроводе за время t , сут.;

L – протяженность газопроводов, тыс. км.

Как показатель надежности интенсивность отказов обладает рядом достоинств. Являясь функцией времени, интенсивность отказов наглядно позволяет выявить характерные периоды (участки) работы системы или отдельного ее элемента.

Типичная кривая изменения интенсивности отказов во времени приведена на рис. 2.2.

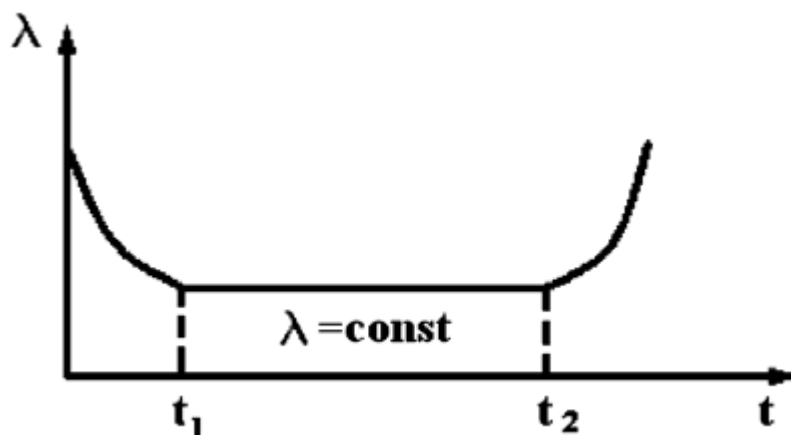


Рисунок 2.2 – Зависимость интенсивности отказов от времени

Как видно из рис. 2.2, кривая изменения интенсивности отказов имеет три характерных участка: участок приработки (от 0 до t_1) при уменьшающихся значениях λ , участок нормальной работы (от t_1 до t_2 при $\lambda = \text{const}$) и участок старения (от t_2 и далее при возрастающих значениях $\lambda(t)$).

Характерными физическими причинами отказов линейной части магистральных трубопроводов в этих периодах будут следующие.

Для периода приработки линейной части характерными отказами будут отказы, связанные с ошибками при проектировании или с нарушением проектных решений при строительстве, отказы эксплуатационного характера, а также отказы, вызванные наличием в теле труб и наплавленном металле сварных швов дефектов заводского и строительного характера. Здесь под дефектами следует понимать вмятины, забоины, царапины, риски, расслоение и закат металла труб, смещение кромок сварных стыков, подрезы, непровары, поры, трещины и т. п. дефекты, по своим размерам не вписывающиеся в поле допусков внешнего осмотра и применяемых методов неразрушающего контроля.

Наличие подобных дефектов на законченном строительстве трубопроводе можно объяснить различными причинами объективного и субъективного характера. В частности, такими причинами, как инженерно-

техническая культура строительно-монтажного производства, квалификация и производственный опыт работников и технадзора заказчика. К этим же причинам можно отнести и отсутствие строго научного обоснования дефектности сварных швов и браковочных признаков труб, правильность применения того или иного метода неразрушающего контроля и увязку его разрешающей способности с достижениями линейной механики разрушения, медленное внедрение способов и методов линейной механики разрушения в методику прочностного расчета трубопроводов.

Число отказов линейной части в приработочном периоде будет постоянно падать до момента времени t_1 , т. е. до наступления периода нормальной эксплуатации.

Для периода нормальной эксплуатации линейной части характерными отказами будут отказы эксплуатационного характера и отказы, вызванные наличием в теле труб и наплавленном металле сварных швов дефектов, по своим размерам не превосходящих браковочных показателей внешнего осмотра и применяемых методов неразрушающего контроля.

Под дефектами следует понимать те же дефекты, что и в приработочном периоде (за исключением трещин), но с допустимыми по нормативно-технической документации размерами, а также макро- и микродефекты реального твердого тела.

Современные представления механики разрушения о реальном твердом теле как о среде, содержащей те или иные дефекты, вполне допускают и предполагают наличие в металле труб и сварных стыков дефектов макро- и микроуровня. История возникновения этих дефектов может быть связана с условиями испытания и загрузки трубопровода на рабочий режим или обусловлена металлургическими и технологическими факторами прокатальной или рулонной трубной заготовки, технологией переделки трубной заготовки в трубы и технологией строительно-монтажного производства при сооружении трубопроводов.

Имеющиеся на трубах и в стыках линейной части трубопровода дефекты при определенных условиях эксплуатации способны вызвать значительную концентрацию рабочих напряжений в локальных, прилегающих к дефектам, областях металла. Особенно это относится к дефектам в виде царапин, рисок, непроваров, пор, подрезов, трещин и т. п., дефектов в виде искусственных надрезов с острыми по глубине краями, с ориентированных по длине вдоль или поперек труб, т. е. перпендикулярно кольцевым или продольным напряжениям загружаемого трубопровода.

Цикличность изменения возникшей концентрации, связанная с сезонными колебаниями температуры или с изменением режимов работы линейной части по температуре или давлению, может привести к росту и слиянию дефектов, образованию магистральных трещин и, в конечном счете, к отказу линейной части.

Число таких отказов за год, в промежутке времени от t_1 до t_2 , примерно одинаково. Поэтому интенсивность отказов в этот период работы данного газопровода является постоянной величиной $\lambda = \text{const}$.

Наконец, для периода старения наиболее характерными отказами линейной части будут износные отказы. Износ линейной части наступает по причине наружной коррозии и абразивно-коррозионного разрушения внутренней поверхности металла труб.

2.2 Современные представления о надёжности магистральных газопроводов

Изучение надёжности газопроводов строится на базе общей теории надёжности технических объектов с учетом особенностей, присущих линейным сооружениям.

В исследованиях надёжности газотранспортной системы обычно различают конструкционную и технологическую надёжность, что обусловлено, во-первых, рассмотрением задач на разных уровнях детализации системы; во-вторых, применением разного математического аппарата. В таблице 2.2 в качестве примера представлен анализ

технологической и конструкционной газотранспортной системы, включали цели, понятие отказа, рассматриваемые модели и использование методов теории надежности. Видно, что обычно две задачи (технологическая и конструктивная) изучаются автономно. В то же время необходимо поставить единую задачу с учетом их взаимодействия, что вытекает из единства требований к газотранспортной системе – надежность поставки газа потребителем.

Рассмотрим более подробно задачу оценку срока безопасной эксплуатации газопроводов, как наиболее важную в практическом плане. Ее актуальность определяется увеличением возраста газотранспортной системы и необходимостью увеличения затрат на комплексную оценку технического состояния и на ремонтные работы.

В ПАО «Газпром» разработаны аналогичные комплексы, в которые входят следующие позиции (рис. 2.3):

1. Анализ исходной информации, ее обработка, накопление, выбор потенциально опасных участков.
2. Инструментальный этап – обследование потенциально опасных участков неразрушающими методами контроля и при необходимости мониторинг таких участков в зависимости от типа дефекта (утонение, каверна, вмятина, трещина и т.п.).

Таблица 2.2 Конструкционная и технологическая надежность газотранспортной системы

	Технологическая надежность	Конструкционная надежность
Цель	Обеспечение условий поставки газа	Обеспечение работоспособности конструкции
Объект	Газотранспортная система	Конструктивные элементы (участки)

	Газотранспортное предприятие (линейная часть+КС)	Газопровод участок элемент сварной шов
Отказы	Недопоставка газа с требуемыми условиями	Разрушение конструктивного элемента
Модели	Модели надежности систем с восстановлением; Модели надежности систем с резервированием; Технологические модели расхода газа	Физические и статические модели механических отказов конструктивных элементов; Механические модели деформирования и разрушения трубопроводов; Физико-механические и вероятностные модели нагрузок и воздействий
Методы теории надежности	Методы теории марковских процессов; Методы теории восстановления; Графоаналитические методы теории надежности систем	«Нагрузка – сопротивление»; Кумулятивные модели отказов; Случайные процессы и поля

3. Расчетный этап – оценка опасности дефекта и работоспособности потенциально опасного участка. Специальное внимание уделяется ранжированию дефектов по степени критичности, а также оценке вероятности необнаружения дефекта на обследуемом участке трубопровода.

4.Выполнение экспресс-оценки ресурса трубопровода до назначения следующей инспекции.

5.Составление экспертного заключения для эксплуатирующей организации, в котором, в частности, указывается срок продления ресурса трубопровода (для газопроводов он назначается не менее 5 лет).



Рисунок 2.3 –Концепция обеспечения работоспособности и ресурса магистральных газопроводов ПАО «Газпром»

При этом в концепции разработана методология продления ресурса для газопроводов, на которых проводится внутритрубная дефектоскопия, и для газопроводов, где внутритрубная дефектоскопия не может быть применена (рис.2.4).

Здесь показано, что в случае, когда нет возможности применить внутритрубную инспекцию (ВТИ), основное внимание следует уделить анализ у технического состояния потенциально опасных участков.

В итоге по результатам анализа принимаются следующие варианты решений:

- продолжение эксплуатации без изменения режима давления газа;
- эксплуатация при пониженном давлении газа;
- прекращение эксплуатации для проведения ремонта или замены дефектного участка.

Как видно из концепции, значительное место в решении задачи продления ресурса занимают, наряду с инструментальными работами, оценка опасности обнаруженных дефектов и прогноз их развития и вопросы выбора потенциально опасных участков. Здесь имеется в виду оценка вероятности пропуска опасного участка при проведении обследований газопроводов.



Рисунок 2.4 – Различия в методологии продления срока безопасной эксплуатации

Была разработана специальная методика, основанная на вероятностно манализе, теории конечных множеств. С использованием диаграммы. Вен

настроиться область оптимизации количества потенциально опасных участков. Принцип – вероятность пропуска дефекта не должна превышать уровень ошибки дефектоскопа.

В северных регионах России существенные проблемы связаны с обеспечением устойчивости положения газопроводов, проложенных вечномерзлых и слабонесущих обводненных грунтах. На таких участках выполняются комплексные диагностические и расчетные работы, по результатам которых принимается решение о методах и времени проведения ремонта.

В ОАО «Газпром» реализуется масштабная программа работ по продлению ресурса газопроводов с большими сроками эксплуатации. В соответствии с концепцией она включает в себе анализ исходной документации и проведение комплекса работ на потенциально опасных участках.

Для всех объектов проводится анализ нагрузок и воздействий с учетом их развертывания во времени, предыстории нагружения, взаимного сочетания. На основе разработанных расчетных моделей оценивается значимость отдельных видов нагрузок и воздействий, в том числе циклических и переменных нагрузок, вызванных эксплуатационными и природно-климатическими факторами.

Работы по оценке технического состояния являются достаточно объемными и трудоемкими в силу необходимости анализа большого массива разнородных данных, проведения диагностических и расчетных исследований.

Во ВНИИГАЗ разработана специализированная процедура, предназначенная для получения приближенных оценок в условиях ограниченного объема исходной информации. Принципиальная схема экспресс-метода дана на рисунке 2.5. Здесь представлены два блока, в одном из которых приведены факторы опасности. В показатели надежности входит информация о состоянии металла, сварных швах, изоляции, уровне

напряженно-деформированного состояния, электрохимической защите и т.п.; к факторам опасности относятся сведения о категории газопровода, его технологических параметрах, наличии других газопроводов в коридоре, количестве потенциально опасных участков и т.п.

Указанные показатели и факторы оцениваются по балльной системе, сопоставляются между собой, в результате дается интегральная оценка технического состояния газопровода и принимается решение о дальнейшей эксплуатации. Например, в методике экспресс-метода предусмотрено оценивать ориентировочные планы ремонта, объемы срочного ремонта или осуществлять продление ресурса.

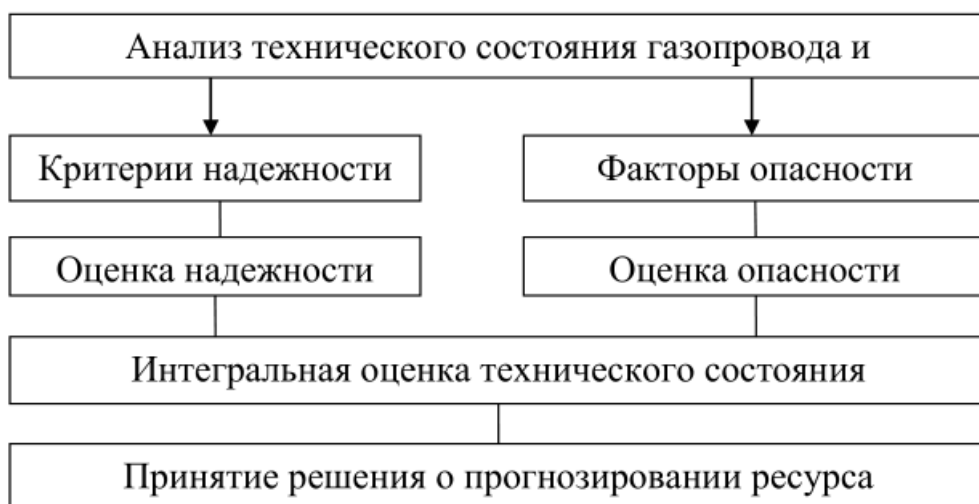


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема экспресс-метода прогнозирования ресурса магистральных газопроводов

Большое значение для текущей эксплуатации и перспективы развития газотранспортной системы имеет обоснование сроков безопасной эксплуатации газопроводов.

Амортизационный период эксплуатации характеризует период, в течение которого техническое обслуживание осуществляется частично или полностью за счет финансовых амортизационных отчислений, не облагаемых налогом на прибыль. С техническим состоянием или физическим ресурсом труб и конструктивных элементов амортизационный срок службы не связан.

Базовый период эксплуатации представляет собой технически обоснованный срок службы, который определяется фактическим или прогнозируемым техническим состоянием газопровода, а также техническими (приборными) параметрами системы технического обслуживания. Опыт длительной эксплуатации и исследований по оценке ресурса ГТС ПАО «Газпром» показывает, что в качестве базового срока службы российских газопроводов можно принять значение 40 – 45 лет. Эту величину рекомендуется брать в качестве назначенного срока службы и при проектировании новых магистральных газопроводов.

Период эксплуатации по техническому состоянию (продленный) включает себя срок эксплуатации, который основан на проведении процедуры продления срока безопасной эксплуатации. Этот период предусматривает комплексную оценку технического состояния. Он может быть охарактеризован как период эксплуатации по фактическому техническому состоянию и составит 45 – 60 лет.

После достижения суммарной календарной наработки 55-60 лет газопроводы вступают в завершающий период эксплуатации. Он характеризуется нарастанием старения основного металла и сварных соединений, что выражается в увеличении, прежде всего, числа дефектов и росте усталостных трещин. Для принятия решения о возможности продления срока безопасной эксплуатации в завершающий период требуется полное обследование состояние металла труб, сварных соединений, фитингов и запорно-регулирующей арматуры, а также применение нового расчетного критерия по пределу выносливости.

В области повышения надежности магистральных газопроводов сформирован ряд нормативных материалов, программных комплексов и новых исследований разработок, что позволяет в комплексе оценивать техническое состояние газопроводов и осуществлять прогноз их безопасной эксплуатации.

Глава 3. Выбор существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных трубопроводов

Взаимодействие трубопровода с многолетнемерзлым грунтом приводит к значительным деформациям трубопроводов и появлению напряженных участков. Зачастую в ММП не выполняется условие прочности, как показали расчеты нагрузок напряженно деформированного состояния трубопровода на участках МГ «М». Также исходя из проведенного статистического анализа отказов и не соответствии распространенных методов балластировки условиям обеспечения надежности и безопасности магистральных трубопроводов в районах Крайнего Севера, является актуальной задача выбора эффективных существующих технических решений по обеспечению устойчивости подземных газопроводов.

3.1 Недостатки устройств закрепления трубопроводов железобетонными утяжелителями и анкерами в «А»

Устройства для закрепления и балластировки магистральных газопроводов, конструкции которых металлические и бетонные, не эффективны в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Назначение этих дорогостоящих устройств состоит в удержании участка трубопровода на проектных отметках. В условиях оттаивания и промерзания обводненных слабонесущих грунтов, проектное положение может быть обеспечено только на стадии строительства. Это доказывается на примере изменения проектного положения участка газопровода, рассмотренного выше, проложенного на вечной мерзлоте в районе «А» и забалластированного УБК. Балластировка ЖБУ типа УБК не предотвратило подъем трубы, где произошел сброс балластирующих устройств. В течении нескольких лет труба выпучилась на 1м от проектного положения.

Отмечено также общее агрессивное наступление подстилающей мерзлоты на систему магистральный газопровод в районах Крайнего Севера. Эти факты свидетельствуют, во-первых, об условности проектного

положения, а во-вторых, о невозможности его сохранения в ходе эксплуатации. Таким образом, положение трубопровода неизбежно изменяется независимо от способа прокладки и средств закрепления. В условиях продольно-поперечных перемещений трубопровода преимущество высокопрочных, жестких, тяжелых закрепляющих конструкций переходят в недостатки - возрастают сосредоточенные усилия на трубопровод, повреждается изоляция, развиваются коррозионные дефекты, образуются вмятины и гофры в стенках трубы. Приходится усложнять анкерные устройства компенсаторами, ЖБУ - средствами для предохранения изоляционного покрытия. Другой недостаток ЖБУ и АУ - слабое взаимодействие с грунтом засыпки в траншее. На уклонах трассы достаточно часто наблюдается вымывание грунта засыпки и обнажение тела трубопровода со средствами закрепления и балластировки. Нельзя не отметить, что также существенные транспортные затраты при доставке ЖБУ на отдаленные участки трассы в условиях бездорожья.

Альтернативным рассмотренным выше методам закрепления и балластировки является использование для этих целей грунтозаполняемых гибких материалов технических тканей, пленок, нетканых синтетических материалов в виде ковров, полос, контейнеров, мешков. Применение, например, нетканых синтетических материалов (НСМ), а также геотекстильных материалов могут быть использованы с целью повышения балластирующего эффекта грунта за счет его более полного вовлечения в работу при возникновении выталкивающей силы.

3.2 Моделирование участка МГ с применением балластировки из НСМ в программном комплексе Autodesk Inventor

Обеспечение безопасной и надежной работы трубопроводного транспорта углеводородов является главной задачей, которая позволит сократить риск возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций. Решение этой задачи улучшит экологическую обстановку, снизит невозвратимые

утечки углеводородов, предотвратит разрушение трубопроводной системы и обеспечит ее оптимальное функционирование.

Актуальностью данной работы является то, что для подземных трубопроводов грунт представляет собой одновременно нагрузку и среду, в которой развиваются деформации сооружения. В качестве грунта рассматривается многолетнемерзлый грунт, обладающий нулевой либо отрицательной температурой и в своем составе содержащий видимые ледяные включения.

Взаимодействие теплого трубопровода с многолетнемерзлым грунтом приводит к значительным деформациям трубопроводов и появлению напряженных участков.

В настоящее время большое развитие получают численные методы, позволяющие значительно расширить класс и постановку решаемых задач за счет более полного учета реальных условий нагружения и свойств используемых материалов. Наибольшее распространение получил метод конечных элементов.

Универсальным расчетным комплексом, предназначенным для моно – и много дисциплинарных расчетов является Autodesk Inventor.

Глава 4. ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

4.1 Определение механических напряжений участка газопровода

Для проведения исследований напряженного состояния участка магистрального газопровода ОАО «Сахатранснефтегаз» применена разработанная в институте методика определения механических напряжений с помощью портативной рентгеновской аппаратуры (ПРОН) для стальных трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях Севера. Данная методика позволяет проводить оценку напряженно-деформированного состояния газопровода без разрушения объекта контроля и определить абсолютное значение напряжения.

Объект исследования – переход магистрального газопровода 2 нитки через речку Мархинка, предназначенный для транспортирования природного газа до г. Якутска. Диаметр трубы газопровода 530 мм, толщина стенки 8 мм. Общая протяженность открытого участка для исследования 16,71 м (рисунок 4.1).





Рисунок 4.1 – Общий вид рассчитываемого участка

Для измерений механических напряжений выбраны 4 локальных участка на верхней части трубопровода против направления продукта, условно обозначенными «участок 1», «участок 2» и «участок 3» (рис. 4). Размеры подготовленных для измерений участков представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Размеры участков

№ участка	Длина участка, мм	Ширина участка, мм	Площадь участка, мм ²
1	45	40	1800
2	45	40	1800
3	45	40	1800

Перед измерением механических напряжений производится подготовка поверхности объекта контроля, которая состоит из следующих этапов (рисунок 4.3):

- шлифовка мелкой наждачной бумагой участка вокруг выбранной точки рентгено съемки от краски и окалины;
- химическое травление поверхности выбранного участка смесью азотной и соляной кислот на глубину в пределах около 100 мкм для удаления

нанесенного пластически деформированного слоя в объекте съемки. Затем травленный участок обильно промывается водой и обрабатывается спиртом.

Расположение участков измерения показаны на рисунке 4.2.

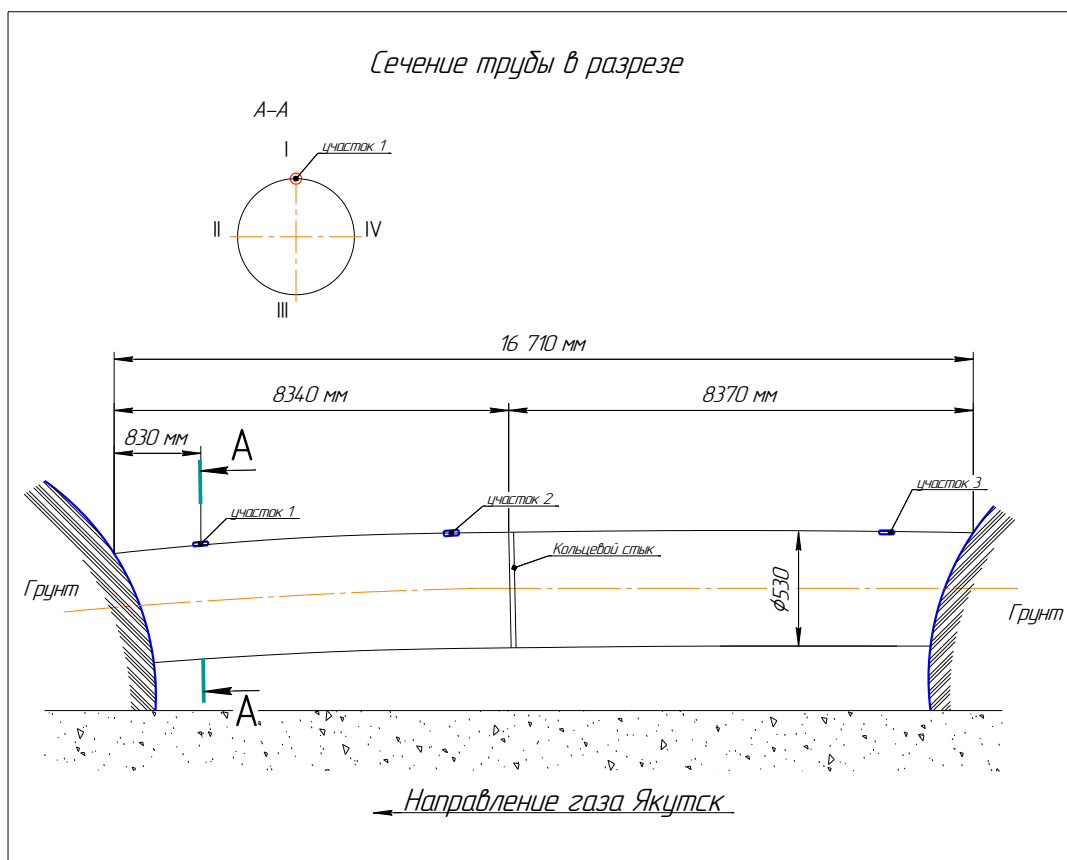


Рисунок 4.2 – Схема расположений участков измерения напряжений на трубе

В зависимости от определяемого вида (кольцевого (σ_{θ}) или осевого (σ_z)) напряжения измеряли в продольном и поперечном относительно оси трубы направлениях. Измерение проводилось переносной аппаратурой – портативным рентгеновским определителем напряжений (ПРОН) при температуре окружающего воздуха около минус 7 °С (рис. 4.3).



Рис. 4.3 – Процесс измерения напряжений на объекте

Результаты измерений механических напряжений в подготовленных локальных участках на объекте представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты измерений механических напряжений

Участок проведения измерения	Элементы трубопровода	Номер пленки	Фактическое напряжение в стенке трубы, МПа	
			В осевом направлении	В кольцевом направлении
			σ_z	σ_θ
Участок 1	Труба $\square 530$ мм	14; 17	-187	-97
Участок 2		6; 20	-135	-81
Участок 3		16; 7	-145	-92

По результатам натурных исследований напряжений перехода магистрального газопровода 2 нитки через речку Мархинка установлено, что на измеренных участках 1-3 значения осевых напряжений находятся в интервале -135 до -190 МПа, значения кольцевых напряжений -80 до -100 МПа. Полученные по натурным исследованиям значения напряжений с отрицательным знаком показывают, что они соответствуют сжимающим напряжениям.

4.2 Измерение твердости металла трубы

Измерение твердости по шкале НЛ и НВ стенок трубопровода проводилось переносным твердомером ТЕМП-2, на тех участках где проводилось измерение напряжений. За действительное значение твердости стенки принимается среднее значение твердости из 5 замеров в каждой точке. Результаты измерений твердости приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты измерений твердости

Номер точек	Элементы трубопровода	Твердость по шкале НЛ	Твердость по шкале НВ
1	2	3	4
1	Труба □ 530 мм	407	126
2	Труба □ 530 мм	383	121
3	Труба □ 530 мм	317	88

4.3 Расчет прогиба трубопровода по результатам нивелирования

Определение продольного изгиба открытого участка трубопровода производилась с наружной стороны нивелиром с компенсатором DSZ3 в 17 пикетах. Расстояние между пикетами 1 м. Результаты нивелирования представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4. Результаты измерений нивелирования.

Номер пикета	Расстояние пикетов от реперной точки, мм	Фактические отметки, мм	Разность отметок, мм
1	0	460	0
2	1000	438	22
3	2000	410	50
4	3000	385	75

5	4000	360	100
6	5000	330	130
7	6000	300	160
8	7000	280	180
9	8000	250	210
10	9000	230	230
11	10000	203	257
12	11000	175	285
13	12000	147	313
14	13000	118	342
15	14000	94	366
16	15000	65	395
17	16000	40	420

По результатам нивелирования построен график пространственного расположения открытого участка трубопровода (рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – Результаты измерения геометрического положения открытого участка объекта

По данным геометрического измерения продольного изгиба (аркообразования) трубопровода проведен расчет стрелы максимального прогиба f_{max} .

Для этого применены общие уравнения кривых:

$$y = Ax + B \quad (1)$$

$$y = Ax^2 + Bx + C \quad (2)$$

Продифференцировав уравнения (1) и (2) получим дифференциальное уравнение оси изогнутого трубопровода. Используя на рис. 2.4 метод подобия прямоугольных треугольников, находим максимальный прогиб.

$$f_{max} = A + \frac{(A_{max} - A_{min}) \cdot (B_{max} - B_n)}{(B_{max} - B_{min})} = 6,2 \text{ мм}$$

По полученным расчётным данным установлено, что значительного продольного изгиба на момент проведения обследования не имеется.

4.4 Расчет устойчивости однопролетного участка газопровода

Основные геометрические и физические параметры участка однопролетного перехода газопровода (рисунок 4.5):

$E = 2,1 \cdot 10^6$ кгс/см² – модуль упругости материала трубы;

$D = 53$ см – внешний диаметр трубы; $d = 51,4$ см – внутренний диаметр трубы;

$t = 0,8$ см – толщина стенки трубы; $b = 1670$ см – длина перехода;

$I = 4,47 \cdot 10^4$ см⁴ – момент инерции трубы,

$F = 131,2$ см² – площадь поперечного сечения,

$H = 30$ см – глубина заложения до верхней образующей в насыпи,

Грунт – супесь, мелкий песок.

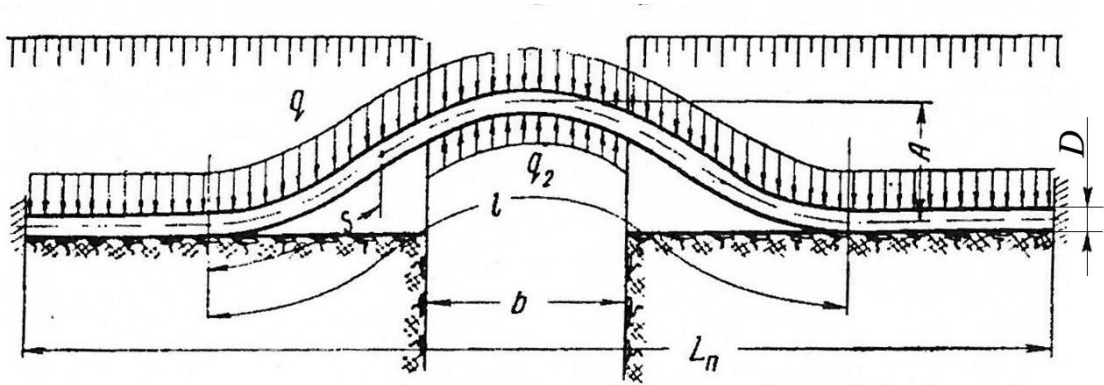


Рисунок 4.5 – Изгиб однопролетного перехода газопровода при потере устойчивости

Расчет верхних и нижних критических усилий определяются с помощью выражений:

$$P_{кр.в} = k_1 \frac{4\pi^2}{b^2} EI \quad (1)$$

где k_1 находится по графику в зависимости от коэффициента $rb = b^4 \sqrt{\frac{k_0 D}{4EI}}$.

$$P_{кр.н} = B n^{2/3} \sqrt[4]{q^2 EI} \quad (2)$$

где $n = \frac{\pi EF}{q L_n}$; $L_n = \frac{P_{кр.н}}{2p}$.

Коэффициент B определяется по графикам в зависимости от $\frac{q_2}{q} = \frac{q - q_1}{q}$ и $\xi = \frac{b}{l}$, где $l = \frac{\pi^3 \sqrt{\kappa}}{\Phi^3 \sqrt{\frac{q}{EI}}}$; $\kappa = \frac{X}{\sqrt[3]{n}}$, а коэффициенты Φ и X определяются согласно графиков.

По результатам проведенного расчета получено $P_{кр.в} = 531213$ кГ, $P_{кр.н} = 199059$ кГ. В расчет принимается меньшее из $P_{кр.в}$ и $P_{кр.н}$.

Расчетное значение максимального температурного перепада данного участка составило – 42,2°С. При этом перепаде температур обеспечивается устойчивость однопролетного участка. Максимальная (критическая) амплитуда прогиба участка составила – около 27 см.

На момент проведения обследования прогиб отсутствовал или амплитуда равна 1,15 см. Таким образом, газопровод на данном участке находится в устойчивом положении. Но интервал температурного перепада невысокий.

Глава 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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.

5.1 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 определенном случае, продукт (результат НИР), можно применять по географическим признакам, актуально будет использование в условиях многолетнемёрзлых грунтах.

Таблица 5.1 – Целевой рынок: нефтяные и газовые компании.

		Вид исследования пускового устройства		
		Расчеты МГ	Выявления дефектов	Метки GPS навигатором (трассировка)
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 - «Газпром трансгаз Томск»  - «Сахатранснефтегаз»

 -«СТНГ ЛПУМГ»

В различных исследованиях магистрального газопровода необходимы в основном крупным компаниям, так как объемы у таких организаций очень большие. Крупным компаниям легче отдать задания подрядным организациям, чем проводить диагностику самим.

Все крупные компании(в редком случае мелкие) всегда желают знать свой географическую позицию газопровода, для того чтобы без проблем производить ремонты. Все дефекты помеченные GPS навигатором легко могут быть устранены с помощью метки на трассе GPS.

5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В качестве двух ведущих организаций диагностирующие газопроводы можно отметить ООО «Газэкспертсервис» и ООО «Элтек».

Компания «Газэкспертсервис» специализируется на диагностике любого вида оборудования в отрасли нефти и газа уже более 15-ти лет, их рабочий состав – одни из опытнейших кадров Республики Саха(Якутия). Все отчеты и акты предоставляют во время, без задержек. Имеют только поверенные приборы последних моделей.

Компания «Элтек» предлагает уже готовые отчеты, исходя из прошлых заключений, но славится своими низкими ценами на свои услуги, в очень быстрые сроки. Но за достоверность дефектной ведомости не отвечает.

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _ф	Б _{к1}	К _ф	К _{к1}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Надежность	0,2	5	2	0,5	0,2
Безопасность	0,2	5	2	0,5	0,2
Точность измерений	0,1	5	3	0,5	0,3
Быстродействие	0,2	4	2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности					
Цена	0,2	4	3	0,1	0,2
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	4	2	0,4	0,15
Доступность	0,05	5	3	0,5	0,3
Итого	1	32	15	2,7	1,55

Б_ф – диагностика МГ от «Газэкспертсервис»;

Б_{к1} – диагностика МГ от «Элтек»;

По результатам расчётов таблица 5.2 можно заключить, что разрабатываемая система не конкурентоспособна на рынке. ООО «Газэкспертсервис» во всех пунктах превосходит своих конкурентов из ООО

«Элтек». Отсюда следует, если тендер будет открытым, то заказчик выберет услуги первой компании.

5.3 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 5.4.

Таблица 5.4 – SWOT-анализ.

	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.

<p>Угрозы:</p> <p>У1. Ограничение на транспортировку технологии;</p> <p>У2. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>1. Экономически выгодное и необходимое решение при строительстве магистральных трубопроводов в условиях многолетнемёрзлых грунтов;</p> <p>2. Получение патентов и грандов обусловленной инновацией.</p>	<p>1. Затраты на транспортировку технологии в отдалённые районы;</p> <p>2. Затраты на опубликование научных статей и затраты на научное исследование с приобретением основным материалов.</p>
---	--	---

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития как настоящей системы автоматического регулирования, так и в целом подхода к созданию подобных систем.

1. Для противодействия угрозе У1 в систему следует ввести подсистему транспортировки оборудования и работников более доступными путями.

2. Чтобы получить финансирование и устранить У2 надо привлечь организации, учреждения и быть готовыми к представлению проекта для защиты. В любой момент организации могут пригласить на демонстрацию, после которой потенциально они станут вкладчиками в проект.

5.4 Планирование научно-исследовательских работ

5.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Проектирование комплекса планируемых работ проводится в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для проведения научного исследования формируется рабочая группа, в состав которой могут входить преподаватели и научные сотрудники, инженеры, лаборанты и техники, число специалистов групп может варьироваться. По каждой форме запланированной работы устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе составляется

перечень работы и этапов в рамках проведения научного исследования, проводится распределение исполнителей по видам работ.

Примерный порядок формирования работ и этапов, порядок исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор тем исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель

5.4.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудозатраты в большинстве случаев формируют основную часть цены разработки, поэтому ключевым пунктом является определение энергоемкости работ каждого из членов научного исследования.

Трудоемкость проведения научной разработки оценивается экспертами с помощью человеко-дней и подразумевает вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, среднего значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$$

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

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

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

Исходя из ожидаемой трудозатраты, работа определяется продолжительность каждого действия в рабочих днях T_p , учитывая параллельность производства работ наибольшем количеством исполнителей. Такой расчет необходим для действительного расчета заработной платы, так как зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

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

$t_{ожі}$ – ожидаемые трудозатраты выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

5.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Максимально удобным и наглядным является построение ленточного графика научной работы в виде диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта - это горизонтальная гистограмма, в которой работа над темой представлена отрезками времени, которые характеризуются датами начала и окончания этих работ. Для удобства построения графика продолжительность каждого из этапов работы от рабочих дней следует перенести в календарные дни. Для этого используйте следующую формулу:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot K_{кал}$$

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

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

$K_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

где

T_{ki}

продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

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

$k_{кал}$ - коэффициент календарности.

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48$$

Коэффициент календарности на 2020 год (5 – дневная рабочая неделя):

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48.$$

Коэффициент календарности на 2020 год (6 – дневная рабочая неделя):

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{366}{366 - 66} = 1,22.$$

Длительность работы в календарных днях для руководителя:

$$T_{k1} = T_{p1} \cdot k_{кал} = 1,8 \cdot 1,22 = 2,2 \approx 3 \text{ дн.}$$

Длительность работы в календарных днях для инженера :

$$T_{к2} = T_{р2} \cdot k_{кал} = 7 \cdot 1,48 = 10,3 \approx 11 \text{ дн.}$$

Вычисленные значения по каждой работе T_{ki} в календарных днях, округляем до целого числа.

Все вычисленные значения сведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , Чел-дни	t_{max} , Чел-дни	$t_{ож}$, Чел-дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10	Исполнитель	10	13
Проектирование 3D модели резервуара	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

Из данных таблицы 5.6 строим план график, изображенный в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ														
				Фев.		Март			Апрель			Май						
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3				
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3															
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18															
3	Согласование материалов по теме	Р	9															
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3															
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15															
6	Проектирование 3D модели резервуара	И	10															
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3,8															

8	Составление пояснительной записки	Р, И	9																
---	-----------------------------------	------	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--



- руководитель



- исполнитель

5.5 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета НТИ обеспечиваем полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета используем следующие группировки по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- накладные расходы

5.5.1 Материальные затраты

Для проведения НТИ используется персональный компьютер с лицензионным программным обеспечением, а так же включают в себя расходы на канцелярские принадлежности.

Таблица 5.8 – Материальные затраты

Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Офисная бумага, упак. 500 листов	310	1	310
Тетрадь общая, 48 л.	50	1	50
Шариковая ручка	30	3	90
Итого			450
Итого с учётом ТЗР (10%)			45

5.5.2 Амортизационные отчисления

Для проведения научно технического исследования нам необходим компьютер с установленными на нем специальными программами и необходимым программным обеспечением.

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{no} = 30000 + 3000 = 33000 ,$$

где d_k – цена компьютера;

d_{no} – цена программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта осуществляется бесплатно.

5.5.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Эта статья включает в себя базовый оклад ученых и инженеров, а также работников опытных предприятий, непосредственно вовлеченных в выполнение работ по данной теме. Размер затрат на оплату труда определяется исходя из сложности выполненных работ и действующей системы тарифных ставок и заработной платы. Базовый оклад включает в себя бонус, выплачиваемый ежемесячно из фонда оплаты труда в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Таблица 5.9 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.		Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.	
			Исп. 1	Исп. 2		Исп. 1	Исп. 2
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель	2	3	1,16	2,32	3,48

2	Выбор темы исследований	Руководитель	7	9	0,93	6,51	8,37	
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2	2	0,93	1,86	1,86	
4	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	12	12	0,23	2,76	2,76	
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	8	9	0,23	1,84	2,07	
6	Проектирование МГ по GPS	Исполнитель	6	9	0,23	1,38	2,07	
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель	4	5	1,16	4,64	5,8	
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель	5	5	1,16	5,8	5,8	
Итого:							27,11	32,21

Эта статья включает в себя базовый оклад сотрудников, непосредственно вовлеченных в выполнение научно-технических исследований (включая премии, надбавки) и дополнительный оклад

$$Z_n = Z_{осн} + Z_{доп},$$

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

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

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) с предприятия (при наличии руководителя с предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = T_p + Z_{дн},$$

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

T_p – время работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.

дн.;

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51362 \cdot 10,1}{185} = 2804 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 5.10 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней: - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени: - отпуск - невыходы по болезни	62	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	185	175

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 23241 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 51,362,$$

где Z_{mc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{mc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 - 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от Z_{mc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Ставка заработной платы Z_{mc} рассчитывается по произведению тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. по тарифному коэффициенту k_m и учитывается в соответствии с единым тарифным планом для бюджетной организации. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тариф заработной платы (оклада) рассчитывается в соответствии с тарифным планом, принятым на этом предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23241 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14603 руб.

Таблица 5.11 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23241	0,3	0,4	1,3	51352	2804	20	53,48
Исполнитель	14603	0	0	1,3	18983	1036	37	41,66
Итого:								95,14

Таблица 5.12 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
-------------	----------------------	-----	----	----	---------------------	----------------------	--------------------	-----------------------

Руководитель	23241	0,3	0,4	1,3	51352	2804	24	64,18
Исполнитель	14603	0	0	1,3	18983	1036	43	48,41
Итого:								112,59

Таблица 5.13 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	23241	0,3	0,4	1,3	51352	2804	28	74,87
Исполнитель	14603	0	0	1,3	18983	1036	49	55,17
Итого:								130,04

5.5.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расходы на дополнительную заработную плату исполнителей темы учитывают размер доплат, предусмотренных Трудовым кодексом Российской Федерации за отклонения от нормальных условий труда, а также выплаты, связанные с предоставлением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, в предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т. д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 53480 = 6952 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб.};$$

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

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 64180 = 8343 \text{ руб.};$$

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 48410 = 6293 \text{ руб.};$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 74870 = 9733 \text{ руб};$$

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,13 \cdot 55170 = 7172 \text{ руб};$$

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,302 \cdot (53480 + 6954) = 18251 \text{ руб} ,$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды

Таблица 5.15 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб			Дополнительная заработная плата, тыс. руб		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Руководитель	53,480	64,180	74,870	6,952	8,343	9,733
Исполнитель проекта	41,660	48,410	55,170	5,416	6,293	7,172
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302					
Итого:						
Исполнение 1	Исполнение 2		Исполнение 3			
32,467	38,422		44,377			

5.5.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают другие расходы организации, которые не включены в предыдущие статьи расходов: печатные и ксерокопирование материалов, письменные материалы, оплата услуг связи, расходы на электроэнергию, почтовые и телеграфные услуги, размножение материалы и т.д.

5.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Расчетная стоимость исследовательских работ (тем) является основой для формирования бюджета стоимости проекта, который при заключении договора с заказчиком защищается научной организацией как нижний предел затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 5.16 – Расчет бюджета затрат НИИ для создания прототипа

Наименование статьи	Сумма, руб. (исполнение 1)	Сумма, руб. (исполнение 2)	Сумма, руб. (исполнение 3)	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей	95140	112590	130040	
2. Затраты по дополнительной заработной плате	12368	14636	16905	
3. Отчисления во внебюджетные фонды	32,467	38,422	44,377	
4. Затраты на материальные расходы	33000	33000	33000	
5. Бюджет затрат НИИ	3060900	3485962	3461250	Сумма ст. 1-6

5.7 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности основано на расчете интегрального показателя эффективности научных исследований. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных значений: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научных исследований получается в ходе оценки бюджета расходов по трем (или более) вариантам выполнения научных исследований.

Для этого за основу расчета (в качестве знаменателя) берется наибольший интегральный показатель выполнения технического задания, с которым связаны финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}$$

где $I_{финр}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-ого варианта исполнения имеем:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{3060750}{3485812} = 0,878$$

Для 2-ого варианта имеем:

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{3485812}{3485812} = 1$$

Полученное значение интегрированного показателя финансового развития отражает соответствующее численное увеличение бюджета развития в разы (значение больше единицы) или соответствующее численное уменьшение стоимости разработки в разы (значение меньше единицы, но больше чем ноль).

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

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

Таблица 5.17 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Резервуар горизонтальный наземный (исп. 1)	Резервуар горизонтальный стальной подземный (исп. 2)	Резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей (исп. 3)
1. Безопасность	0,1	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	3	4
3. Срок службы	0,15	5	3	3
4. Ремонтопригодность	0,20	5	3	5
5. Надёжность	0,25	4	4	4
6. Материалоёмкость	0,15	5	4	3
Итого:	1	4,6	3,05	3,9

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p - \text{исп1} = 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 4,6 \quad (32)$$

$$I_p - \text{исп2} = 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,2 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,05$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}}; \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}};$$

$$I_{исп1} = 5,24; \quad I_{исп2} = 3,05;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{срi}$):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{исп\min}}$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = 1,72; \quad \mathcal{E}_{ср2} = 1.$$

Таблица 5.18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,878	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	3,05
3	Интегральный показатель эффективности	5,24	3,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,72	1

5.8 Выводы по разделу

1. При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения были установлены потенциальные потребители, которыми являются: в основном крупным компаниям, так как данный резервуар прост в сборке и обслуживании.

2. При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения была создана оценочная карта. По оценочной карте понятно, что наиболее эффективно использовать услуги подрядчика компании «Газэкспертсервис», так же он является наиболее конкурентоспособным к другой компании.

3. Был проведён SWOT-анализ, который показывает слабые и сильные стороны проекта.

4. При планирование научно-исследовательских работ было выполнено распределение обязанностей для исследовательской работы, и было рассчитано время, необходимое для выполнения работы. Общая протяженность работ составила 63 дня.

5. Также в ходе работы рассчитан бюджет НТИ для создания прототипа, основная часть которого приходится на материальные затраты, связанные с приобретением спецтехники, которые составляют 3069000 руб, для первого исполнения из них 3,3 % выделяются на заработную плату, 3452962 руб, для второго исполнения из них 3,5 % выделяются на заработную плату и 3462150 руб.

Отчислений во внебюджетные фонды 30,2 % и составляет 32467 руб для первого исполнения; 38422 руб для второго исполнения и 44,377 руб. На материальные затраты приходит больший процент, равный порядка 90% для всех трех исполнений прототипа.

Сам же бюджет НТИ составляет 450 руб, самой дорогостоящей частью является бумага.

Все вышеперечисленные технико-экономические показатели проекта позволяют сделать вывод, что услуги данной организации экономически выгодна.

Глава 6. Социальная ответственность

Многолетнемерзлые грунты широко распространены на Севере России. Наиболее широко она распространена в Восточной Сибири и Забайкалье. Самый глубокий предел вечной мерзлоты отмечается в верховьях реки Вилюй в Якутии. В зоне распространения многолетнемерзлых грунтов увеличивается риск аварий и отказов при эксплуатации магистральных газопроводов – это большая проблема в области обеспечения надёжности и безопасности трубопроводного транспорта. Аварии газопроводов на территории распространения многолетнемерзлых пород характеризуется значительными экономическими и экологическими потерями.

Многолетняя мерзлота весьма чувствительна к изменениям температурного режима: нарушение слабого поверхностного растительного слоя, например, гусеницами вездеходов или бульдозеров приводит к стремительному таянию мерзлоты, разрушению ее структуры и образованию огромных полей протаивания.

Вследствие этого в данной исследовательской работе была исследована перспективность использования криогелей в целях сокращения колебаний высотных положений магистральных трубопроводов в ММГ, что приведет к снижению количества аварий и отказов. Сокращение аварий и отказов благоприятно повлияет на экологию, атмосферу и на местное население.

В качестве объекта анализа была взята шурфовка для определения состояния и проведения ремонтных работ магистрального трубопровода ($D_n = 510$ мм, $\delta = 8$ мм, $P_{\text{раб}} = 5,4$ МПа) на участке с проседанием трубопровода после вывода трубопровода в ремонт на территории Республики Саха (Якутия).

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.2 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Реализация основных направлений государственной политики в области охраны труда обеспечивается согласованными действиями органов

государственной власти Российской Федерации, органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления, работодателей, объединений работодателей, а также профессиональных союзов, их объединений и иных уполномоченных работниками представительных органов по вопросам охраны труда.

Государственные гарантии и компенсации лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливаются Трудовым Кодексом Российской Федерации, другими федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Дополнительные гарантии и компенсации указанным лицам могут устанавливаться законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации, нормативными правовыми актами органов местного самоуправления, коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами исходя из финансовых возможностей соответствующих субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и работодателей.

Оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате. Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки к заработной плате и порядок ее выплаты устанавливаются в порядке, определяемом статьей 316 Трудового Кодекса РФ для установления размера районного коэффициента и порядка его применения.

Кроме установленных законодательством ежегодных основного оплачиваемого отпуска и дополнительных оплачиваемых отпусков, предоставляемых на общих основаниях, лицам, работающим в районах Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а лицам, работающим в

местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, коллективным договором или трудовым договором устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе.

6.2 Организационные мероприятия при шурфовке участка действующего газопровода

К выполнению работ по шурфовке участка действующих газопроводов допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинский осмотр без противопоказаний к выполнению данных работ, имеющие профессиональные навыки, прошедшие: вводный инструктаж при приеме на работу; первичный инструктаж на рабочем месте; первичный инструктаж по пожарной безопасности на объектах ЛПУМГ; проверку знаний по электробезопасности и имеющий группу по электробезопасности соответствующую выполняемой работе; обучение безопасным методам труда; стажировку на рабочем месте; проверку знаний по охране труда, пожарной безопасности; обучение и проверку знаний, овладевшие приемами оказания первой помощи при несчастных случаях.

Все работники, занятые на работах по шурфовке участка газопровода, должны быть обеспечены спецодеждой: костюм термостойкий антистатический с маслостойкой пропиткой, плащ непромокаемый, ботинки или сапоги кожаные, рукавицы комбинированные или перчатки с защитным покрытием, очки защитные, каска защитная.

Работники обязаны немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья.

Для проведения работ по шурфовке определяется необходимость выполнения работ на каждом конкретном участке газопровода. Работы по шурфовке газопровода проводятся только в дневное время, в тёмное время в случае аварийной ситуации.

Работы по шурфовке на действующих газопроводах являются газоопасными и выполняются по наряду-допуску. В наряде-допуске указывается место работы, наименование работы, фамилии лиц ответственных за подготовку и проведение работы, мероприятия по безопасному выполнению работ, указывается СИЗ и режим работы, состав бригады с подписями о получении инструктажа.

Ответственный за проведение работ по шурфовке газопровода лично руководит ее проведением. Он несет ответственность за общую безопасность и дисциплину, качество и оперативность проведения работы в соответствии с нарядом допуском и производственными инструкциями.

Перед вскрытием участка с повреждённой изоляцией давление в газопроводе должно быть снижено не менее чем на 10% от величины максимального рабочего давления, зарегистрированного в течение последнего года эксплуатации.

До начала земляных работ на газопроводе определяется сам газопровод, его ось, уточняется глубина его залегания (при помощи прибора ИПИ-95), проводится замер загазованности в зоне работы и при не превышении нормы приступают к рытью приямка.

После окончания работ по наряду и приведения в порядок рабочего места ответственный руководитель работ расписывается в наряде об окончании работы и докладывает диспетчеру о полном окончании работ. Закрытие наряда оформляется записью в оперативном журнале.

6.3 Производственная безопасность

Основными опасными и вредными производственными факторами, которые могут воздействовать на работника при выполнении данного вида работ представлены в следующей таблице.

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовительные работы	Проведение работ	Заключительные работы	
1. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых и сыпучих объектов на рабочего		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [42]
2. Укусы насекомых или животных	+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [44]
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения при аварийной ситуации в тёмное время суток	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[41]
4. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу рабочего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; разрушающиеся конструкции; разгерметизация и взрыв технологического оборудования)	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [42]; ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [43]
5. Чрезмерное загрязнение воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (выделение в рабочую зону природного газа)	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [36]; ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны [37]

6.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение твердых и сыпучих объектов

Источником данного опасного фактора являются сила тяжести и работа внутри котлована. Стенки шурфа могут обвалиться на рабочего во время работы из-за недостаточного укрепления стенок. Инструменты, приборы и материалы, оставленные на бровке шурфа, могут выпасть и оказать травмирующее воздействие на работника.

Все перечисленные объекты воздействуют на работника травмирующим образом и могут вызвать тяжелые травмы. А в некоторых случаях могут вызвать удушение при засыпке рабочего.

Таблица 6.2 – Глубина выемки и крутизна откосов

Виды грунтов	Крутизна откоса (отношение к заложению) при глубине выемки, м не более		
	1,5	3	5
Насыпные не слежавшиеся	1:0,67	1:1	1:1,25
Песчаные	1:0,5	1:1	1:1
Супесь	1:0,25	1:0,67	1:0,85
Суглинок	1:0	1:0,5	1:0,75
Глина	1:0	1:0,25	1:0,5
Лессовые	1:0	1:0,5	1:0,5

Производство работ, связанных с нахождением работников в шурфах с откосами без креплений в насыпных, песчаных и пылевато-глинистых грунтах выше уровня грунтовых вод или грунтах, осушенных с помощью искусственного водопонижения, допускается при глубине выемки и крутизне откосов, указанных в следующей таблице.

Для борьбы с этим необходимо выдать рабочим каски, а также не нарушать требования по крутизне откосов и устанавливать на стенки котлована укрепления (шпунты). Также следует устанавливать алюминиевые лестницы, для эвакуации работников, количество лестниц выбирается в зависимости от условного диаметра трубопровода. Не следует оставлять инструменты, приборы и материалы на бровке котлована. Шурф должен иметь размеры позволяющие свободно работать в нём не менее 2-х человек, иметь 2

выхода (по одному с каждой стороны трубы при Ду до 800 мм) и 4 выхода (по два с каждой стороны трубы при Ду 800 и более мм).

Укусы насекомых или животных

Источником данного опасного фактора являются клещи, комары, мошки, слепни, собаки и так далее. Наиболее опасным из насекомых является клещ, переносящий клещевой вирусный энцефалит, моноцитарный эрлихиоз человека, гранулоцитарный анаплазмоз человека, инфекционный клещевой боррелиоз, туляремия, лихорадка Цуцугамуши. Остальные же могут вызвать сыпь, воспаление и аллергию. Из животных наиболее опасны для работника переносчики бешенства – собаки, лисы и кошки.

Для защиты работников от укусов насекомых им выдаются противомоскитные сетки на голову и репелленты против насекомых. Следует плотно прикрывать открытые участки тела спецодеждой. Также следует не приближаться к диким животным и домашним животным с симптомами бешенства.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

При возникновении аварийных ситуаций работы в шурфе по ликвидации аварии могут проводиться в темное время суток, соответственно в это время суток естественное освещение отсутствует.

При таких условиях работники могут получить травмы во время ликвидации аварии, а также будет повышен риск выполнения неправильных технологических операций, что повлечет за собой снижение эффективности и усугублению ситуации. Все это вместе может привести к летальному исходу из-за ошибки в последовательности операций во время ликвидации аварийной ситуации.

При расстоянии от объекта различения до глаз работающего более 0,5 м разряд зрительных работ следует устанавливать с учетом углового размера объекта различения, определяемого отношением минимального размера объекта различения d к расстоянию от этого объекта до глаз работающего l .

$$\frac{d}{l} = \frac{0,002_{\text{м}}}{0,2_{\text{м}}} = 0,01$$

Освещенность рабочих поверхностей мест производства работ, расположенных вне зданий, на этажерках вне зданий и под навесом, следует принимать по следующей таблице.

Таблица 6.3 – Освещенность и максимально допустимые удельные установленные мощности освещения мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Средняя освещенность в горизонтальной плоскости, лк	Равномерность освещенности U_0 , относительные единицы, не менее	Коэффициент блескости R_G , относительные единицы	Максимально допустимая удельная мощность, Вт/м ² , не более
XI	От 0,01 до 0,02	150	0,4	45	9

Для успешного выполнения работ необходимо обеспечить работников осветительными установками с вышеперечисленными параметрами.

Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты

Во время подготовительного этапа шурфовки производятся землеройные работы для вскрытия трубопровода. Землеройные работы производятся в два этапа: сначала механизированным способом, а затем в ручную (лопатами). В первом этапе применяют экскаваторы, которые являются источником большой опасности. Также в рабочей зоне присутствует еще один источник опасности - трубопровод. Если трубопровод не был надлежащим образом закрыт с двух сторон кранами или заглушками и если стравливание газо-воздушной смеси не было полным, то на рабочем месте увеличивается риск появления утечки газа и ее воспламенения или взрыва.

Для метана (СН₄) НКПВ равен 4,4 % объемных, а ВКПВ равен 17 % объемных. Чтобы предотвратить воспламенение утечки рабочим выдают искробезопасные инструменты и взрывозащитные приборы. А также выдают портативные газоанализаторы, с порогом сигнализации в 0,7 % об. метана.

Вокруг экскаватора в радиусе, равном максимальному радиусу копания его плюс 5 м, устанавливается опасная зона, в которой нахождение людей во время работы экскаватора запрещается. На границе зоны должны быть

установлены предупредительные знаки и плакаты. Также экскаватор должен прекратить землеройные работы на расстоянии 0,5 м от трубопровода.

Загрязнение воздушной среды

В зоне выполнения работ возможны утечки природного газа (метан) из-за разгерметизации трубопровода. Вследствие этого в котловане может накапливаться метан и привести к удушью рабочих. Так как метан не имеет запаха, вкуса и цвета он является опасным газом, скапливаясь в замкнутых пространствах и низинах.

Физиологически метан индифферентен и может вызывать отравления лишь в очень высокой концентрации. Первые признаки отравления появляются при концентрации его в воздухе 25-30% объема. Более высокие концентрации метана вызывают головную боль. Наиболее сильное токсическое действие проявляется при повышенном давлении (2-3 атмосферы).

Главная опасность метана для человека может быть связана с гипоксией (кислородным голоданием) и асфиксией (удушьем), возникающими при недостатке кислорода, который метан вытесняет из воздуха. Предельно допустимая концентрация (ПДК) метана в воздухе рабочей зоны составляет 7000 мг/м³. Метан соответствует четвертому классу опасности.

Таблица 6.4 – Нормы для класса опасности

Наименование показателя	Нормы для класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/ м	Менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	Более 10,0

Главным средством борьбы с метаном является тот же газоанализатор. Анализ воздушной среды проводится раз в 30 мин. Порог сигнализации также ставится на 0,7% об. метана. Также работникам выдают шланговые противогазы с компрессором на случай эвакуации пострадавших из шурфа.

6.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Падение твердых и сыпучих объектов

Конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения при всех предусмотренных условиях эксплуатации и монтажа (демонтажа). Если из-за формы производственного оборудования, распределения масс отдельных его частей и(или) условий монтажа (демонтажа) не может быть достигнута необходимая устойчивость, то должны быть предусмотрены средства и методы закрепления.

Если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то производственное оборудование должно быть оснащено устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций.

Конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, а также выбросов смазывающих, охлаждающих и других рабочих жидкостей.

Укусы насекомых или животных

Безопасность труда при контакте с биологическими объектами, представляющими производственную опасность, должна обеспечиваться: производственным оборудованием (транспортные автомобили с жилым боксами и антимоскитными сетками); средствами защиты (антимоскитные сетки на голову, репелленты, защитные крема, спецодежда); системой специальных профилактических мероприятий (вакцинация, профилактическое питание и т.д.).

Система специальных профилактических мероприятий должна: обеспечивать возможность создания у работников, контактирующих с патогенными микроорганизмами, специфического активного или пассивного иммунитета (вакцинация); обеспечивать нормирование продолжительности

труда во вредных условиях (отдых работников и сокращение продолжительности рабочего дня без сокращения заработной платы); обеспечивать возможность повышения сопротивляемости организма (профилактическое питание повышающее иммунитет).

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Производственное оборудование должно быть оснащено местным освещением, если его отсутствие может явиться причиной перенапряжения органа зрения или повлечь за собой другие виды опасности. Характеристика местного освещения должна соответствовать характеру работы, при выполнении которой возникает в нем необходимость. Местное освещение, его характеристика и места расположения должны устанавливаться в стандартах, технических условиях и эксплуатационной документации на производственное оборудование конкретных групп, видов, моделей.

Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикасания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие. Производственное

оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным в предусмотренных условиях эксплуатации.

Технические средства и методы обеспечения пожаровзрывобезопасности (например, предотвращение образования пожаро- и взрывоопасной среды, исключение образования источников зажигания и инициирования взрыва, предупредительная сигнализация, система пожаротушения, аварийная вентиляция, герметические оболочки, стравливание горючих газов, размещение производственного оборудования или его отдельных частей в специальных помещениях) должны быть предусмотрены на производстве.

Загрязнение воздушной среды

Мероприятия по обеспечению безопасности труда при контакте с вредными веществами должны предусматривать: замену вредных веществ в производстве наименее вредными; замену пламенного нагрева электрическим, твердого и жидкого топлива - газообразным; применение прогрессивной технологии производства (автоматизация, комплексная механизация, дистанционное управление, автоматический контроль процессов и операций), исключая контакт человека с вредными веществами; выбор соответствующего производственного оборудования и коммуникаций, не допускающих выделения вредных веществ в воздух рабочей зоны в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации при нормальном ведении технологического процесса; рациональную планировку промышленных площадок; применение средств дегазации, активных и пассивных средств взрывозащиты и взрывоподавления; контроль за содержанием вредных веществ в воздухе рабочей зоны в каждые 30 минут; применение средств индивидуальной защиты работающих; специальную подготовку и инструктаж обслуживающего персонала; проведение предварительных и периодических медицинских осмотров лиц, имеющих контакт с вредными веществами; разработку медицинских противопоказаний для работы с конкретными вредными веществами; отрабатывать оказание

доврачебной и неотложной медицинской помощи пострадавшим при отравлении и удушении.

6.6 Экологическая безопасность

Санитарно-защитная зона

В целях обеспечения безопасности населения вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека, устанавливается специальная территория с особым режимом использования (санитарно-защитная зона (СЗЗ)), размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами. По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме. СЗЗ для газопровода ($D_H = 510$ мм, 1 класс) выбирается из следующей таблицы.

Таблица 6.5 – Рекомендуемые минимальные расстояния от газопроводов

Элементы застройки, водоемы	Разрывы в м для трубопроводов 1-го и 2-го классов с диаметром труб в мм							
	1 класс						2 класс	
	До 300	300—600	600—800	800—1000	1000—1200	Более 1200	До 300	свыше 300
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Города и др. населенные пункты; коллективные сады и дачные поселки; тепличные комбинаты; отдельные общественные здания с массовым скоплением людей	100	150	200	250	300	350	75	125
Отдельные малоэтажные здания; сельскохозяйственные поля и пастбища, полевые станы	75	125	150	200	250	300	75	100
Магистральные оросительные каналы, реки и водоемы; водозаборные сооружения	25	25	25	25	25	25	25	25

Защита атмосферы

Основным источником загрязнения атмосферы является на газопроводе стравливание через свечу природного газа (98% метан), который является парниковым газом. Присутствие парниковых газов в атмосфере планеты приводит к парниковому эффекту, а, вслед за этим, повышению температуры на планете. Повышение температуры губительно влияет на экологию планеты.

Ориентировочный безопасный уровень воздействия (ОБУВ) метана в атмосферном воздухе населенных мест составляет 50 мг/м³. Чтобы снизить количество выбросов метана в атмосферу возможно проведение работ без стравливания газа из трубопровода. Для этого необходимы повышенные меры безопасности: учащение замеров загазованности, толщина стенки трубы должна быть повышенной, должны отсутствовать существенные дефекты на теле трубопровода и сварных соединениях, должны присутствовать специальные службы, должны быть подготовлены пути эвакуации.

Защита гидросферы

Источником загрязнения гидросферы при проведении работ являются использованные горючесмазочные материалы и аккумуляторная кислота. ПДК серной кислоты составляет 500 мг/л, ПДК бензина 0,1 мг/л, ПДК и так далее. Чтобы не загрязнять гидросферу этими материалами необходимо собирать эти отходы в специально подготовленные емкости и относить их на предприятия, которые утилизируют их.

При организации и устройстве аккумулирующих емкостей для хранения сырья, продуктов и отходов промышленного производства на участках возможного загрязнения подземных вод: необходимо обеспечить водонепроницаемость аккумулирующих емкостей; мероприятия по охране вод от загрязнений должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ; не допускается сооружение аккумулирующих емкостей в зонах питания подземных вод в начале делювиальных или пролювиальных конусов выноса или шлейфов, на нижних речных террасах, сильнотрещиноватых участках, особенно если подземные воды в этих отложениях используются для питьевого водоснабжения.

При авариях и повреждениях, которые могут вызвать загрязнение подземных вод, необходимо оградить место аварии и обеспечить его охрану, покрыть адсорбционными материалами разлитые или рассыпанные вещества, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения.

Защита литосферы

Источником загрязнения литосферы являются отходы производства такие, как металлолом, изделия из резины, входящие в состав вышедшего из строя оборудования материалы (пластик, стекло, редкоземельные металлы и т.д.). Все эти отходы представляют большую опасность для фауны и экологии в целом.

Неприемлемо выбрасывать эти отходы в неспециализированных под эти нужды территориях и зонах. Основными направлениями при разработке методов обращения с твердыми отходами являются: разработка технологий, направленных на уменьшение (минимизацию) образования отходов; использование отходов в качестве вторичных материальных ресурсов; размещение или депонирование (складирование) отходов; утилизация отходов.

Для минимизации урона литосферы твердые промышленные отходы следует складировать в специализированных контейнерах и отвозить их компаниям производящим утилизацию твердых промышленных отходов.

6.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При поведении работ возможны следующие чрезвычайные ситуации: разрыв трубопровода с последующим воспламенением и взрывом; утечка газа из трубопровода без воспламенения газа; землетрясение; паводок; оползень; утечка газа и взрыв при незаконной врезке в газопровод; задавливание трубопровода техникой превышающего предельную массу перехода; террористический акт; атака условного противника промышленных объектов.

Наиболее вероятный сценарий при ЧС это утечка газа из трубопровода без воспламенения газа. Источником возникновения этого ЧС является: брак строительно-монтажных работ, механическое повреждение труб машинами и механизмами при землеройных работах, большой срок службы трубопровода, коррозия, нарушение требований нормативной документации при эксплуатации трубопровода, заводской брак и непроектные просадки грунта. Для борьбы с данным ЧС необходимо: проводить качественную приемку построенных объектов; своевременно проводить профилактические и плановые работы по выявлению дефектов; проводить строгий контроль, за выполнением правил технической эксплуатации; следить за соблюдением требований техники безопасности и охраны труда; подбирать и использовать новые технологии и материалы для обеспечения надежной эксплуатации и бесперебойной перекачки газа.

При возникновении утечки газа из трубопровода следует немедленно прекратить выполнение всех работ, эвакуироваться из котлована, ответственному за проведение работ связаться с диспетчером и аварийными службами, запретить использовать открытый огонь и электроприборы не имеющие взрывозащиту, перекрыть кранами путь поступления газа либо переключив поток на лупинг (при наличии) согласовав это с диспетчером, ждать бригаду аварийной службы. Бригада аварийной служба должна найти местонахождение утечки, вскрыть дефектный участок и заменить ее на исправную катушку. Затем они должны восстановить изоляцию, засыпать котлован и восстановить рекультивационный слой почвы. При этом, все это время должен производиться анализ воздушной среды.

6.8 Выводы по разделу

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» представлены анализ вредных и опасных факторов, которые, в свою очередь, влияют на состояние здоровья сотрудников при рабочем процессе. Также в этом разделе представлены рекомендации и обязательные меры для безопасной работы во время работ на МГ в условиях трассы. При ЧС сформированы мероприятия по уменьшению возникновения ЧС и повышения устойчивости объекта. Выявлены типовые ЧС и разработан план ликвидации пожара. Для рабочего персонала предусмотрены первичные средства пожаротушения. В случае травмы, работник должен знать и оказать первую медицинскую помощь пострадавшим.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Увеличение риска аварий и отказов при эксплуатации магистральных газопроводов в многолетнемерзлых грунтах (ММГ) объективно связана с проблемой обеспечения надёжности и безопасности трубопроводного транспорта. Строительство газопроводов в условиях распространения ММГ характеризуется значительными экономическими потерями, ухудшением технического состояния линейной части и исчерпанием эксплуатационного ресурса. В таких специфических природно-климатических и рельефных условиях обеспечение надежной и безопасной эксплуатации магистральных газопроводов является довольно важной задачей.

В работе выявлены причины отказов газопровода, определена зависимость проявления отказов от времени года. Определена надежность системы газопровода при строительстве III нитки. Проанализировано напряженно-деформированное состояние опасных участков магистрального трубопровода. Выявлены эффективные технические средства для закрепления газопровода на проектных отметках. Смоделирован участок магистрального трубопровода с применением баллаستировки с неткано-синтетическим материалом.

Список литературы

1. Официального информационный портал Республики Саха (Якутия). Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Газификация населенных пунктов и обеспечение надёжности газового хозяйства Республики Саха (Якутия) на 2012-2016 гг. » , Указ Президента Республики Саха (Якутия) от 12.10.2011 г. №967.
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2)
3. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88 (с Изменениями N 1-4)
4. Худякова А.А Совершенствование строительства нефтепроводов в северных регионах. – М.: Архангельск, 2010.
5. Общая пояснительная записка. Книга 1. Магистральный газопровод СреднеВилуйское месторождение – Мастах – Берге - Якутск (Шнитка). – Киев: Укргазпроект, 2004. – 179 с.
6. СП 107-34-96 Свод правил по сооружению линейной части газопроводов. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. □ М., ВНИИСТ, 1996. – 26 с.
7. ВСН 39-1.9-1.9.003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных газопроводов. □ М.: ВНИИСТ, 1998. – 46 с.
8. ВСН 007-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Конструкции и балластировка. М.: ВНИИСТ, 1990. – 30 с.
9. Мухаметдинов Х.К. Почему газопроводы всплывают // Газовая промышленность. – 1999. – № 8. – С. 20□22.