

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Изучение применения показателей эксплуатационной надежности линейных участков магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера»

УДК 622.691.4.053:551.345

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Лян Юэ		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова.Н.В	к.т.н		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И.О. Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2017г.

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:
 И.О.Зав. кафедрой

_____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата)
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Лян Юэ

Тема работы:

«Оценка показателей эксплуатационной надежности линейных участков магистральных газопроводов в условиях крайнего севера»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 03.03.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	26.05.2017г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Научно-техническая литература, интернет-ресурсы, руководящие и регламентирующие документы.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Введение 2 Общая часть. Основные сведения о магистральных газопроводах 3 Надежность линейной части магистральных газопроводов 4 Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах 5 Расчет толщины стенки нефтепровода и на прочность и устойчивость трубопровода и оценка малоциклового долговечности по критерию зарождения трещины 6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7 Социальная ответственность 8 Заключение
Перечень графического материала	Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft PowerPoint

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И. В.
«Социальная ответственность»	Маланова.Н.В
Консультант-лингвист	Коротченко Т.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.09.2016г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Саруев А.Л.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Лян Юэ		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Лян Юэ

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)</i>	<i>Магистральные газопроводные конструкции Республики Саха (Якутия) являющиеся автономными энергетическими системами впервые построены и эксплуатируются в зоне распространения вечномёрзлых грунтов. Климат территории прохождения исследуемого газопровода представляет собой одну из сложнейших, естественных преград, создающих экстремальные условия для работоспособности газопровода. Подводный переход расположен на территории Республики Саха (Якутия). Климат в районе подводного перехода резко континентальный. При строительстве и капитальном ремонте газопроводов с применением обетонированных труб выполняются следующие виды работ: земляные работы на переходах, сварочно – монтажные работы, изоляционные работы, балластировка трубопроводов с использованием обетонирования, укладка трубопроводов протаскиванием по дну подводной траншеи</i>
<i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	<i>СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования». СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ». ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». ГОСТ 12.3.009-76 «Работы погрузочно-разгрузочные».</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i>	<i>Строительство и капитальный ремонт газопроводов с применением обетонированных труб непосредственно связан с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести: – Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Превышение уровней шума; – Тяжесть и напряженность физического труда</i>
---	---

2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности	<p>При строительстве и капитальном ремонте газопроводов с применением обетонированных труб, могут возникнуть опасные ситуации, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электрический ток; – Электрическая дуга и металлические искры при сварке; – Пожароопасность;
3. Охрана окружающей среды:	<ul style="list-style-type: none"> -загрязнением атмосферного воздуха; -нарушением гидрогеологического режима; -загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; -повреждением почвенно-растительного покрова;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	<p>Основные опасности при строительстве и капитальном ремонте газопроводов, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, связаны с авариями в виде пожара, взрыва или токсического выброса. Прогнозирование и предупреждение последствий аварий на таких производствах связано, прежде всего, с прогнозированием и предупреждением действия поражающих факторов при реализации основных опасностей.</p>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<p>Р Д 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»; Р Д 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов».</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Маланова.Н.В	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Лян Юэ		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Б	Лян Юэ

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материально-технические ресурсы: Подсистема мониторинга напряженно-деформированного состояния СДН-НДС, Оборудование сетевое СОЦ, Оборудование сетевое СОА, Место автоматизированное рабочее АРМ-01, энергетические ресурсы: электрическая энергия; информационные ресурсы: научные журналы, монографии, учебники по теме исследований; человеческие ресурсы: Мастер ЦКГ, Оператор ТУ, Сварщик</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СНиП 1.04.03-85*Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений;</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс Российской Федерации.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка перспективности НИИ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет расходов на оборудование 6587730 руб Расчет затрат на материалы 57750 руб Расчет затрат на оплату труда 144859,1 руб</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет интегрального показателя эффективности научного исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Альтернативы проведения НИ</i>
4. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Б	Лян Юэ		

Реферат

Выпускная квалификационная работа с. 126, 39 рисунка, 20 таблиц, 41 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: **магистральный газопровод Якутии, надежность, отказ, долговечность, разрушение, условия Крайнего Севера, вечномёрзлые грунты.**

Объектом исследования являются магистральные газопроводы Республики Саха (Якутия).

Цель работы: изучение особенности эксплуатации магистральных газопроводов Республики Саха (Якутия), выявление наиболее характерных отказов, проверка прочности и устойчивости, оценка долговечности рассматриваемого газопровода.

Актуальность работы: в суровых природно-климатических условиях эксплуатации поддержание надежности и безопасности эксплуатации магистральных газопроводов является очень важной задачей, определяющей сохранение чистоты окружающей среды и отсутствие необходимости расходов на внеплановый ремонт трубопроводов. Обеспечение безопасности невозможно без комплексного подхода, включающего в себя исследование закономерностей изменения состояния трубопровода в процессе эксплуатации и анализ показателей надежности.

Дипломная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 7.0 и представлена на CD (в конверте на обороте обложки).

Аннотация

В работе рассмотрены магистральные газопроводы Якутии. Проведен сбор и анализ статистических данных по отказам газопроводов республики. Выявлены причины разрушений и характерные дефекты. А так же подробно описывается природно-климатические, геокриологические условия прохождения магистральных газопроводов, которые учитывались при проверке прочности, устойчивости и оценке долговечности. Большое внимание уделено особенностям работы на болотах и оттаивающих грунтах. Приведены результаты натурных исследований и проведен расчет на устойчивость против всплытия и определено количество грузов, необходимое для надежной работы.

Даны мероприятия по производственной и экологической безопасности. Проведен анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

Содержание

Введение	11
1 Общая часть. Основные сведения о магистральных газопроводах в условиях Крайнего Севера.....	13
2 Надежность линейной части магистральных газопроводов	14
2.1 Основные понятия	14
2.2 Современные представления о надежности конструкций.....	17
2.3 Концепция конструктивной надежности линейной части газопроводов.....	22
2.4 Основные характеристики отказов	26
2.5 Условие работы металла в трубопроводах и особенности расчета трубопровода на прочность	32
2.6 Особенности эксплуатации газопроводов Республики Саха (Якутия)	34
3 Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	38
3.1 Взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами.....	38
3.2 Натурные исследования несущей способности магистральных газопроводов.....	43
3.2.1 Исследование несущей способности линейной части магистральных газопроводов, эксплуатируемых в условиях Севера	44
3.2.2 Методика и результаты определения напряженно-деформированного состояния непроектных участков магистрального газопровода	49
3.2.3 Натурные исследования перемещений трассы.....	63
3.2.4 Моделирование условий работы подземного трубопровода	68
3.2.4 в болотистой местности	68
3.3 Определение остаточной толщины стенки трубопровода и прогнозирование остаточного ресурса трубопровода	72
4 Расчетная часть.....	75
4.1 Расчет толщины стенки нефтепровода.....	75
4.2 Расчет на прочность и устойчивость трубопровода	77
4.2.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.....	77
4.2.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода	79
4.2.3 Проверка общей устойчивости трубопровода	81
4.2.4 Расчет устойчивости трубопровода против всплытия	90
4.3 Оценка малоциклового долговечности по критерию зарождения трещины.....	92
5 Производственная и экологическая безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов	95

5.1 Техника безопасности в районах крайнего севера.....	95
5.2 Производственная безопасность	96
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	96
5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	98
5.3 Защита в чрезвычайных ситуациях (ЧС)	100
6 Организационно-экономическая часть	103
6.1 Расчет затрат на необходимые для проведения технической диагностики материалы	104
6.2 Расчет времени	
6.1 Расчет затрат на необходимые для проведения технической диагностики материалы.....	105
6.3 Затраты на амортизационные отчисления.....	106
6.4 Расчет затрат на оплату труда.....	108
6.5 Затраты на страховые взносы	108
6.6 Затраты на проведение мероприятия	109
Заключение.....	111
Список использованной литературы	112
Приложение А	116

и оценка их прочности, долговечности основывается на статических законах.

Магистральные газопроводные конструкции Республики Саха (Якутия) впервые построены и эксплуатируются в зоне распространения вечномёрзлых грунтов. Имеют эксплуатационный возраст 20 и более лет, общее техническое состояние линейной части этих газопроводов с каждым годом ухудшается, так как эксплуатационный ресурс практически исчерпан.

Район, прохождения газопроводов характеризуется экстремальными природными условиями. Это, прежде всего низкие температуры, а также многочисленные болота и заболоченные местности, речные переходы, которые создают нестабильное напряженно-деформированное состояние. В основное время года линейная часть газопровода взаимодействует с мерзлыми грунтами, а в другие времена года с оттаивающими, замерзающими и обводненными грунтами, т.е. со слабонесущими грунтами. И в таких суровых природно-климатических условиях поддержание надежности и безопасности эксплуатации магистральных газопроводов является довольно актуальной задачей, определяющей сохранение чистоты окружающей среды и отсутствие необходимости расходов на внеплановый ремонт трубопроводов.

					Введение	<i>Лист</i>
						12
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 Общая часть. Основные сведения о магистральных газопроводах в условиях Крайнего Севера

Проектирование и строительство объектов большой мощности в частности, магистральных газопроводов связано с решением многих вопросов, включающих комплекс мер по проектному обеспечению прочности, надежности и потенциальной способности выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени. В первую очередь это определяется специфическими условиями предполагаемой местности сооружения трубопровода, экономическими, экологическими и рядом других важных аспектов. Обеспечение указанных мер, в свою очередь, раскрывается через систему объективных критериев качества трубопровода, обуславливающих его нормативную работоспособность в процессе активного воздействия эксплуатационных, природно-климатических и других факторов. С этой точки зрения, безусловно, важным моментом является наиболее реально учитывающий весь спектр факторов и особенностей, проектно - регламентирующее решение, поскольку необходимые уровни надежной и безопасной эксплуатации конструкций формируются на этапе проектирования.

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Лян Юэ</i>				Общая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>							
<i>Консульт</i>								
<i>Зав. каф</i>	<i>Бурков П.В.</i>							
					ТПУ ТХНГ гр.2БМ5Б 13			

2 Надежность линейной части магистральных газопроводов

2.1 Основные понятия

Надежность - свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции. Надежность - комплексное свойство, состоящее в общем случае из безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости.

Безотказностью называют свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени наработки. Под **долговечностью** понимают способность объекта не достигать в течение достаточно длительного времени **предельного состояния**, т.е. такого, при котором дальнейшее использование объекта по назначению становится невозможным или нецелесообразным, несмотря на наличие установленной системы технического обслуживания и ремонта. Объект может перейти в предельное состояние, оставаясь работоспособным, если его дальнейшее применение станет недопустимым по требованиям безопасности, экономичности или эффективности. **Ремонтпригодность** - это свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

Безопасность - свойство объекта при изготовлении и эксплуатации и в случае нарушения работоспособного состояния не создавать угрозу для населения и/или для окружающей среды. Под **живучестью** понимаем свойство объекта, состоящее в его способности противостоять развитию критических и существенных отказов из дефектов, повреждений и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат				
Разраб.	Лян Юэ				Надежность линейной части магистральных газопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Саруев А.Л.							
Консульт								
Зав. каф	Бурков П.В							
						ТПУ ТХНГ гр. 2БМ5Б 14		

несущественных отказов при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Примером служит сохранение несущей способности линейных частей магистральных газопроводов при возникновении в них усталостных трещин, размеры которых не превышают заданных значений.

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

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

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

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

состояние влечет за собой окончательное прекращение применения объекта по назначению.

Под **отказом** понимают любое событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта. Отказ может быть **полным**, когда в результате отказа наступает полное неработоспособное состояние объекта, и **частичным**, когда наступает частично неработоспособное состояние. Совокупность признаков нарушения работоспособного состояния объекта устанавливают в нормативно-технической или проектно-конструкторской документации (далее для краткости - в документации). Необходимо отличать отказы от **повреждений**, т.е. от нарушений исправного состояния объекта при сохранении его работоспособного состояния.

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

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

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

Долговечность объекта характеризуют его ресурсом или сроком службы. Техническим **ресурсом** (или просто - ресурсом) называют суммарную

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

наработку объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода объекта в предельное состояние. **Срок службы** определяют как календарную продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или возобновления после ремонта до перехода объекта в предельное состояние[10].

2.2 Современные представления о надежности конструкций

Развитие газовой промышленности на основе мощных магистральных газопроводов и эксплуатация их в районах со сложными природными условиями поставили на повестку дня вопросы несущей способности, долговечности и надежности газопроводных конструкций. Увеличение параметров — давления газа, диаметра газопроводов — привело к тому, что линейные сооружения — газопроводные системы стали наиболее нагруженными конструкциями.

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

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

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



Рисунок 2.1 – Вероятность безотказной работы $P(t)$ технических систем в зависимости от срока эксплуатации

этап приработки, когда имеется значительная вероятность отказов; этап устойчивой эксплуатации и этап в конце срока службы, когда вероятность отказов снова возрастает (рис. 2.1). Рассмотрение графика показывает, что период эксплуатации с минимальными отказами можно увеличить (пунктирная кривая) путем применения инспекции и профилактических мероприятий. Исследователи также вводят характеристики, производные от надежности. Для инженерных целей удобно оперировать показателями, которые связаны между собой и входят в понятие "надежность". Так, по ГОСТ 27.002 — 89, безопасность характеризует надежность объекта по отношению к жизни и здоровью людей, состоянию 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. 2.2.

Математические зависимости также показывают их связь; например, в общем случае функция надежности при выполнении пуассоновского потока отказов имеет вид [39]

$$P(t) = P_0 \exp(-\lambda t),$$

где P_0 — начальное значение надежности; λ — интенсивность потока отказов; t — время.



Рисунок 2.2 – Взаимосвязь надежности и производных технических показателей

Ресурс связан с функцией надежности

$$\langle T \rangle = \int_0^{T^*} P(t) dt$$

Безопасность ограничивает функцию риска с учетом исключения аварийности, и эта вероятность обозначается как

$$S(t) = P^*(t)$$

Функция риска может быть представлена через функцию безопасности как

$$H(t) = 1 - S(t)$$

Подробные математические зависимости между данными функциями рассмотрены в специальной литературе по надежности.

Применительно к линейным сооружениям — газопроводам в первую очередь нужно уметь рассчитывать долговечность участков газопроводов, прокладываемых в сложных условиях.

Оценка долговечности должна выполняться исходя из того, что конструкция находится в переменных условиях нагружения, свойства материалов конструкции имеют статистический разброс, поведение конструкции носит вероятностный характер и т.п. Это приводит к рассмотрению механической надежности с применением вероятностных методов. Схематично подход может быть показан в виде следующей схемы (рис. 2.3).

Также с использованием теорий упругости и пластичности исследуют тройниковые соединения трубопроводов, места врезки крановых узлов, задвижек, нагнетателей и т.п., что представляет собой предмет специального рассмотрения [39].



Рисунок 2.3 – Структурная схема механической надежности газопроводов

Целесообразно разработать методы решения применительно к типовым задачам линейной части северных магистральных газопроводов, например, для участков газопроводов, эксплуатируемых в пучинистых грунтах, в оттаивающих слабых грунтах, надземных участках и т.п. К указанным задачам применяют аналогичную схему (рис. 2.3).

Условно можно представить, что механическая надежность складывается из прочности материала трубы, сварных соединений, эффективности конструктивных решений и характера нагрузок. К этим элементам применяется аппарат прочностных расчетов, на основе которого формулируются расчетные критерии и выполняются оценки надежности и ресурса исследовательского плана, что в результате дает возможность создать нормативные материалы, методические рекомендации и средства повышения механической надежности. Если посмотреть на проблему механической надежности с других позиций, например производственных, то составляющие надежности это, очевидно, три взаимосвязанных и взаимообусловленных процесса: проектирование — когда закладываются теоретические основы возможностей конструкций и материала; строительство — качество строительно-монтажных операций, сварки, земляных работ и т.п.; эксплуатация — соблюдение технологических режимов, контроль работоспособности конструкции (рис. 2.4).

Видимо, в расчетах долговечности и надежности необходимо учитывать разброс механических свойств металла труб, случайный характер нагрузок в процессе эксплуатации, особенно нагрузок от пучения грунтов. Для получения этих данных следует использовать материалы статистической обработки показателей трубных сталей по заводам-изготовителям. Характеристики нагрузок определяют посредством натурных измерений [32].

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

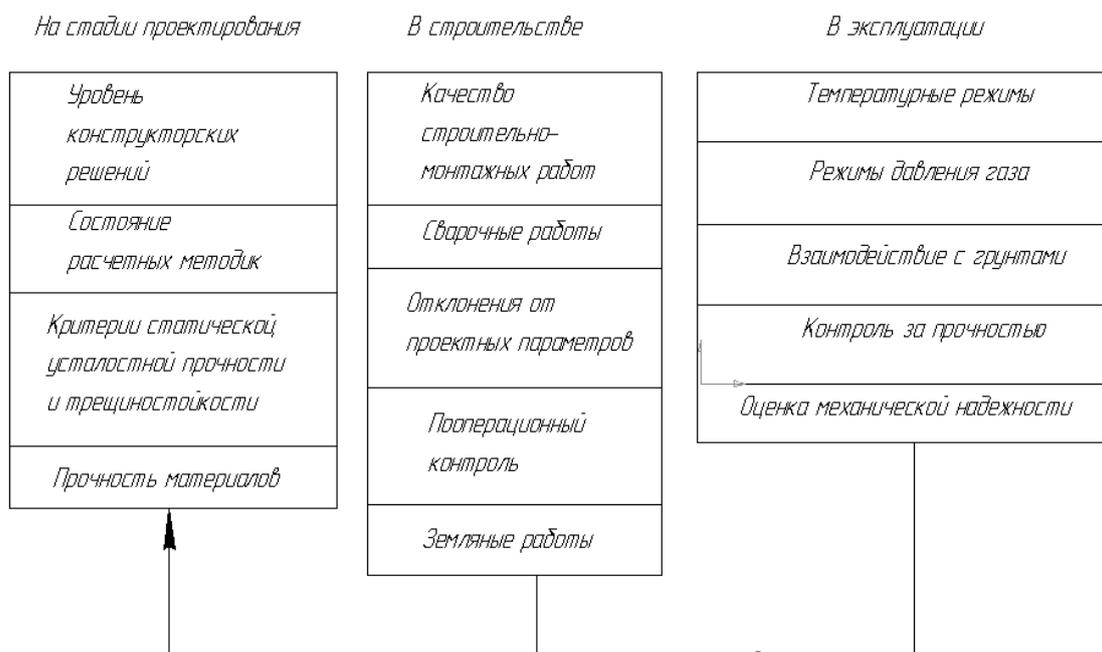


Рисунок 2.4 – Составляющие механической надежности газопроводов

2.3 Концепция конструктивной надежности линейной части газопроводов

Магистральные газопроводы относятся к ответственным энергетическим сооружениям с повышенными требованиями по надежности и безопасности. Линейная часть газопроводов эксплуатируется в сложных и разнообразных природных условиях. Например, газопровод запроектирован на один срок эксплуатации (33 года), а запорная арматура — на другой (по техническому паспорту шаровые краны рассчитаны на 20 лет эксплуатации), технологическое оборудование КС имеет свои ресурсные параметры. С вопросом о ресурсе тесно связана задача диагностики газопроводов в эксплуатации, в которой также имеются свои концепции [38].

В отрасли назрела необходимость в формировании концепции конструктивной надежности, в которой бы нашли отражение поставленные

вопросы во взаимной зависимости с учетом единства требований к объекту — газопроводной конструкции с заданной долговечностью.

Предложенная концепция конструктивной надежности линейной части газопроводов является базой для развития научно обоснованных исследований по этой сравнительно новой проблеме.

Постановка задачи и схема анализа надежности приведены на рисунке 2.5, где структурно представлен алгоритм исследования надежности линейной части магистральных газопроводов.

Анализ должен опираться на изучение прочностных характеристик металла труб и сварного соединения исходя из их статистической природы, исследование спектра нагрузок, которые присущи тому или иному участку трубопровода. Для этого конструкцию трубопроводов разбивают укрупненно на ряд типовых участков. Например, к подземным трубопроводам относят прежде всего трубопроводы, проложенные в сложных условиях — на мерзлоте, болотах, в горах и пустынях, а также стандартные подземные участки в центральных районах; к надземным трубопроводам относят многопролетные протяженные системы, воздушные переходы; к технологическим трубопроводам — обвязки КС, ГРС и т.п. Указанное разделение является условным и определяется преимущественно действием одинакового класса нагрузок. Основной принцип схемы на этом уровне — рассмотреть взаимодействие системы материал — конструкция — нагрузка.

Особое внимание нужно уделить изучению нагрузок. В существующих руководствах достаточно подробно разработаны методы расчета на статические нагрузки — давление, температурный перепад, вес грунта, воды и т.п. Натурные исследования и опыт эксплуатации показывают, что наряду со статическими следует учитывать переменные нагрузки.

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

При оценке надежности следует, как и предусмотрено теорией надежности строительных конструкций, учитывать статистический разброс механических свойств (предела прочности, текучести, относительного удлинения) труб, тем самым косвенно принимая во внимание качество. Кроме того, необходима постановка ресурсных исследований труб с дефектами, а также испытаний труб с учетом переменных нагрузок. Это позволит на этапе формулировки требований к трубам заложить такой параметр, как срок службы. Из механики разрушения известна четкая зависимость между прочностью материала и уровнем напряженного состояния. Поэтому (рис. 1.12) необходима формулировка задач о несущей способности различных участков трубопроводов.

Решение этих задач позволяет оценить напряженное состояние участков газопроводов и разработать критерии их работоспособности. При этом расчетная схема и критерии для каждого типа участков будут дифференцированы. Например, для газопроводов на болотах в качестве расчетной схемы выбирается изогнутый участок с прилегающей подземной частью и в качестве задач рассматриваются продольно-поперечный изгиб при различных условиях опирания, а также устойчивость с оценкой гофрообразования для центральной части. Основными выходными параметрами, определяющими несущую способность, будут длина изогнутого участка, стрела прогиба, допустимые по устойчивости напряжения в опасном сечении [38]. Для газопроводов, эксплуатируемых в многолетнемерзлых грунтах, актуальным является обеспечение их прочности в условиях пучения грунтов, а основным критерием будет допускаемое значение пучения [39]. При рассмотрении трубопроводов компрессорных станций необходимы расчеты на статические и динамические нагрузки и, как следствие, расчет на усталость. Такие алгоритмы необходимы для каждого представленного участка (см. рис. 2.5).

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Важно подчеркнуть, что на этом этапе оценки надежности идет учет переменности нагрузок и статистических данных о металле труб. Определение нагрузок как функций времени и координат должно выполняться в основном методами натурных исследований.

Из приведенных примеров видно, что после решения задач по расчету напряженно-деформированного состояния нужно выполнять оценку по несущей способности или усталости, трещиностойкости и как результат — получить критериальные параметры.

Практически расчетные оценки не всегда удаются, и достоверный результат можно получить с применением натурных исследований.

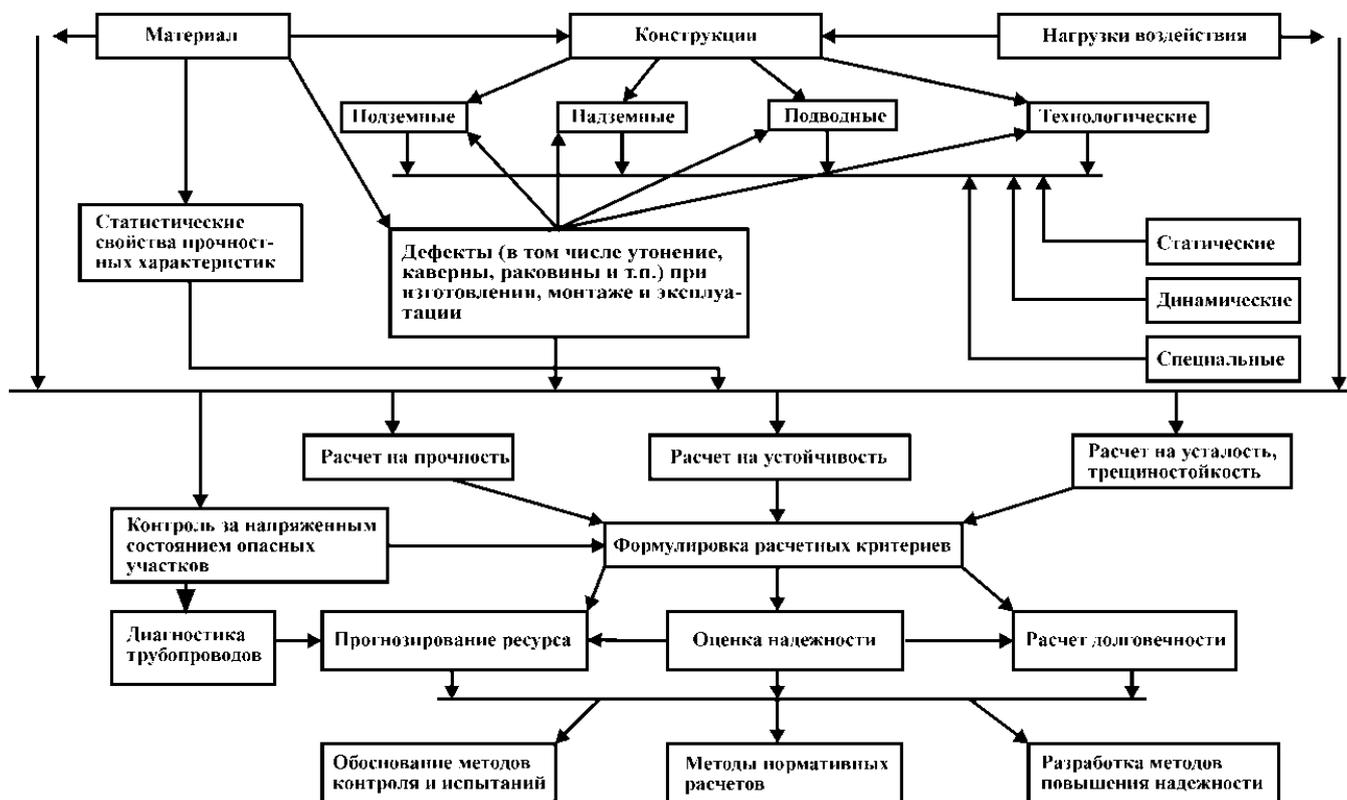


Рисунок 2.5 – Концепция конструктивной надежности газопроводов

Таким образом, согласно изложенной концепции надежности и живучести магистральных трубопроводов необходимо решение следующих научно-технических проблем:

- статистический анализ аварийных и непроектных ситуаций;
- разработка и уточнение в процессе эксплуатации структурных схем;
- статистический анализ и разработка стохастических моделей всех видов действующих на трубопровод нагрузок, уточнение этих моделей на основе натурных испытаний;
- создание механико-математических моделей, адекватно описывающих поведение трубопровода в процессе эксплуатации;
- решение комплекса задач статической и динамической прочности с учетом статистических данных о свойствах материалов, грунтов, коррозионных процессах и т.д.;
- создание моделей надежности и живучести, оценка показателей надежности различных блоков и всей трубопроводной системы в целом, прогнозирование остаточного ресурса на основе диагностических данных;
- принятие решений о дальнейшей эксплуатации, ремонте или восстановлении.

2.4 Основные характеристики отказов

Для изучения характерных разрушений, прогнозирования эксплуатационной надежности газопроводов большого диаметра, планирования работ на трассах необходимо знание таких показателей надежности, как время восстановления, длина разрыва, протяженность замененного участка. Данные величины являются случайными, и для

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

описания их поведения необходима статистическая обработка отказов магистральных газопроводов.

По материалам отказов был проведен статистический анализ вышеуказанных величин, построены гистограммы и кумулятивные функции для этих величин. Проверка соответствия эмпирических законов распределения известным теоретическим законам выполнена при помощи критериев согласия и статистических гипотез. Вычислены основные статистические характеристики для времени восстановления, длины разрыва и длины замененных труб.

Обработка исходных данных по отказам за длительный период показала, что характеристики длины разрыва, длины замененного участка и времени восстановления зависят главным образом от диаметра газопровода, вида дефекта и климатических условий. Поэтому была проведена разбивка по следующим диаметрам: 529, 720, 820, 1020, 1220 мм.

В качестве первичных расчетов были выполнены расчеты удельных характеристик: удельной длины разрыва l — длины разрыва, поделенной на длину газопроводов данного диаметра и приведенной к 1000 км трассы в зависимости от диаметров по годам. Результаты расчетов представлены на рисунке 2.6.

Сравнительный анализ длин разрывов в зависимости от диаметра газопроводов можно сделать, если удельную длину разрыва l поделить на число отказов m по данному диаметру $I_x = l/m$ (рис. 2.4.2). Как и следовало ожидать, в нижней части графиков идут характеристики длины I_x для меньших диаметров, а в верхней части — больших диаметров, где значительно преобладает длина I_x для газопроводов диаметром 1220 мм. Если провести сравнение по годам, то следует отметить, что для большинства газопроводов эти характеристики имеют тенденцию к уменьшению и стабилизации.

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

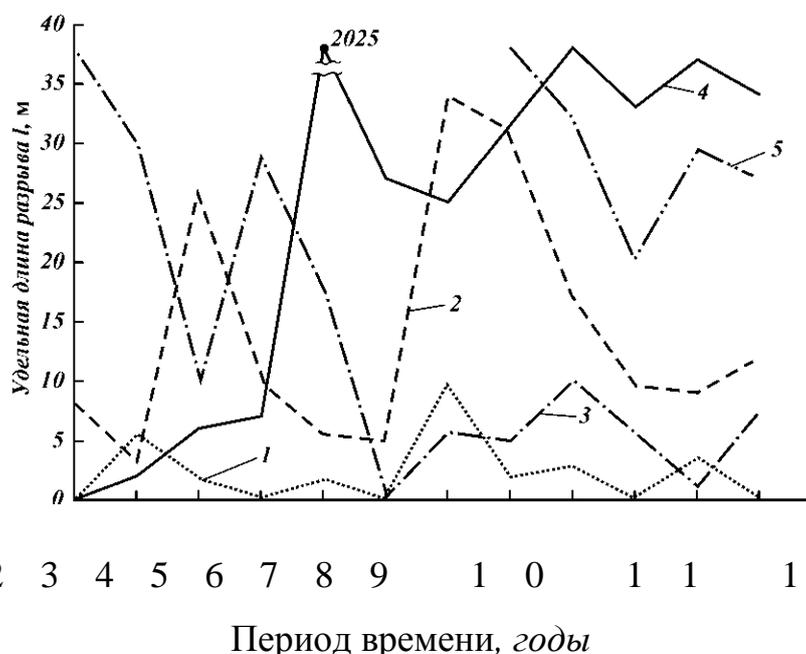


Рисунок 2.6 – Удельная длина разрыва, отнесенная к 1000 км газопровода диаметром, мм:

1 — 529; 2 — 720; 3 — 820; 4 — 1020; 5 — 1220 **30**

Может быть полезен сравнительный анализ по диаметрам такой характеристики, как средняя удельная длина разрыва в году на один отказ $I_T = I_x / AT$, где i — время эксплуатации газопроводов данного диаметра. Здесь также наблюдаются четкое возрастание этой характеристики для диаметра 1220 мм и стабильные значения для других диаметров.

Аналогичные расчеты были проведены для такой характеристики, как удельная длина замененного участка. Полученные результаты, как и следовало ожидать, качественно совпадают с результатами для удельной длины разрыва.

Рассмотрение времени восстановления, приходящегося на одну аварию, для газопроводов указанных диаметров показало, что эта характеристика относительно стабильна по годам, а по диаметрам наблюдается естественный ее рост с увеличением размеров, что связано с более протяженными разрыва-

ми и большим объемом ремонтно-восстановительных работ. Поэтому, экстраполируя в область больших диаметров, в первом приближении можно считать, что среднее время восстановления для труб диаметром 1420 мм будет около 46 ч, а для труб диаметром 1620 мм — около 55 ч.

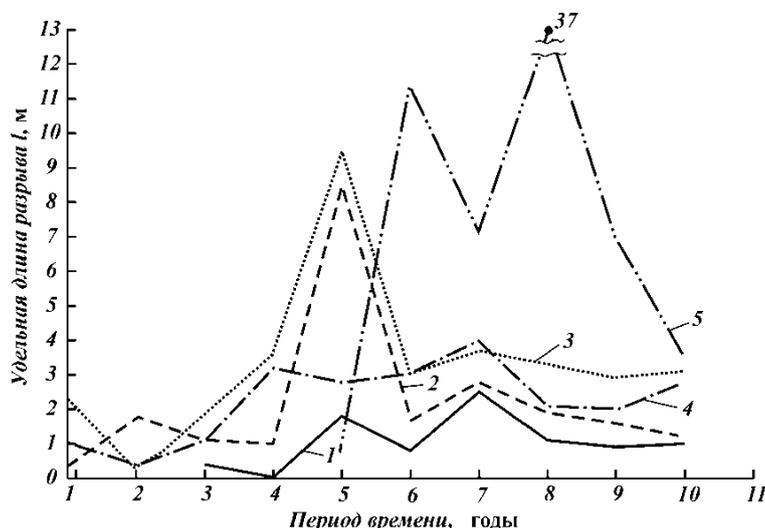


Рисунок 2.7 – Удельная длина разрыва, приходящаяся на один отказ газопровода диаметром, мм:

1 - 529; 2 - 720; 3 - 820; 4 - 1020; 5 - 1220

Другой фактор — климатическое расположение и способ укладки газопроводов — также оказывает влияние на время восстановления, что видно из характеристики времени восстановления для климатических зон Средней Азии, Кавказа, Центра и Севера.

Расчеты показали, что среднее время восстановления для газопроводов Средней Азии и Кавказа составляло 29,5 ч, Центра — 27 ч, газопроводов Севера и Сибири — 96 ч. При этом среднеквадратические отклонения соответственно равны 10 ч для Средней Азии, 12 ч для Центра. Время восстановления для газопроводов Севера и Сибири является приближенным ввиду немногочисленности информации [38].

Газопроводы Центра характеризуются устойчивым временем восстановления. Время восстановления по газопроводам Севера и Сибири значительно выше, что связано со сложными природными условиями при проведении ремонтно-восстановительных работ, а также с причинами, указанными выше.

Для пояснения характеристик времени восстановления, длины разрыва, длины замененного участка в качестве примера на рисунке 2.8 представлена гистограмма времени восстановления для трубопроводов диаметром 1020 мм. Здесь же нанесена теоретическая кривая плотности вероятности нормального распределения.

Основной параметр, определяющий значение длины разрыва, — диаметр газопровода. Поэтому статистический анализ был проведен отдельно для трех групп диаметров: 720 — 820, 1020, 1220 мм. В результате обработки исходной информации были получены характеристики статистического среднего и среднеквадратического отклонения S , которые приведены в таблице 2.1.

Анализ данных о длине замененного участка (табл. 2.2) показывает, что для газопроводов диаметром 1020 мм средняя длина замененного участка будет наибольшей. Такое положение связано с тем, что основными являются коррозионные отказы.

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

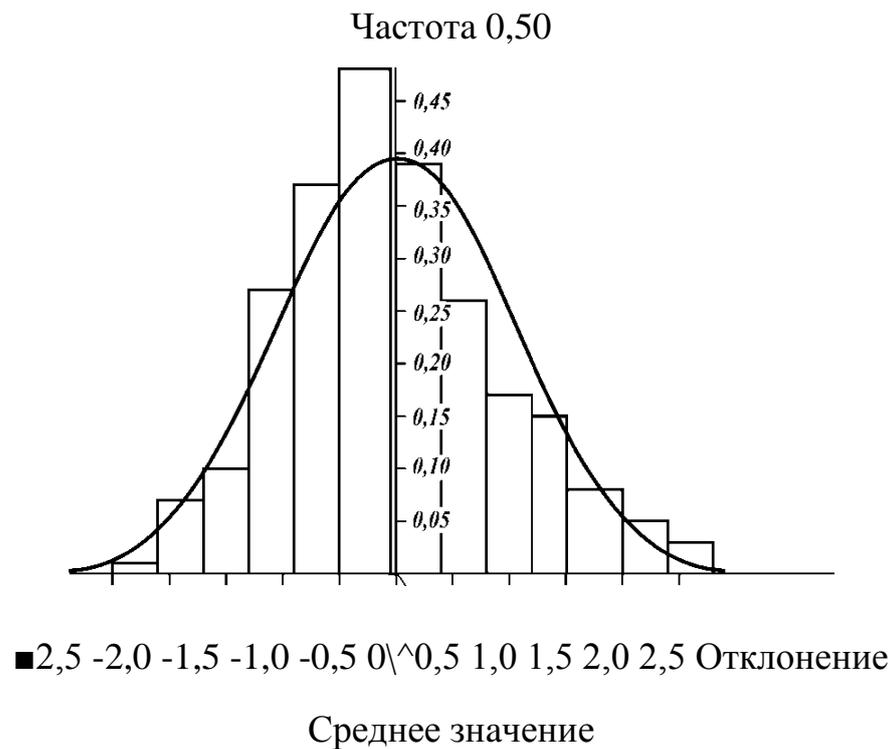


Рисунок 2.8 – Гистограмма распределения времени восстановления, совмещенная с графиком нормальной плотности вероятности

Наблюдается зависимость длины разрыва на один отказ от вида дефекта. Обработка данных по отказам дала следующие результаты для среднего значения длины разрыва I_p (в м) в зависимости от вида дефекта: наружная коррозия — 34,5; дефекты металла трубы — 32; дефекты поперечного шва — 16,6; пробой строительными механизмами — 21,7 [38].

Таблица 2.1 – Статистические характеристики длины разрыва

Диаметр трубопровода, мм	I , мм	S_1 , м
720 – 820	19,9	10,6
1020	95,6	15,8
1220	51,5	16,7

трубопроводов испытывает малоцикловое нагружение, возможны и случайные динамические нагрузки;

– в основном металле трубопровода, в сварных швах практически неизбежны дефекты различного происхождения (трещины, царапины, вмятины, непровары, несплошности различного происхождения и т. п.), являющиеся концентраторами местных напряжений. Действие концентраторов усиливается на гibaх трубопроводов, в местах вмятин или выпучивание и т. п.;

– трубопроводы аккумулируют большое количество энергии, как упругой деформации металла, так и перекачиваемого продукта, что может вызвать протяженные вязкие или хрупкие разрушения, которые могут происходить при высоких динамических нагрузках;

– возможно воздействие коррозионно – активной среды как внутри, так и снаружи трубопровода.

Можно утверждать, что наличие в металле трубопровода дефектов является первой из основных причин его разрушения, а второй - недостаточные вязкость стали и ее способность сопротивляться зарождению и развитию дефекта.

Расчет трубопроводов с трещинами при использовании подходов механики разрушения состоит в следующем:

– установление характеристик материала на образцах с исходными трещинами. Эти характеристики служат для выбора материалов и их состояний, а при создании новых материалов дают возможность оценивать их по сопротивлению, которые они оказывают распространению трещины;

– расчет критических длин трещин при расчетных нагрузках, значения которых служат в качестве предельных при назначении допустимых длин трещин и анализе аварийных ситуаций;

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- расчет долговечности конструкции с трещиной и зависимости длины трещины от числа циклов нагружения и других его параметров;
- определение безопасных размеров трещин с учетом результатов, полученных в предыдущих пунктах.

Таким образом, выбор материала (марки стали) и геометрических параметров трубопроводов давления должен быть обоснован так, чтобы при эксплуатации была обеспечена прочность по следующим критериям:

- сопротивление разрушению от действия статических нагрузок (сопротивление разрушению по хрупкому или вязкому механизмам);
- сопротивление разрушению от действия циклических нагрузок (сопротивление зарождению трещин усталости).

При этом обоснование прочности и ресурса должно проводиться с учетом температуры эксплуатации, коррозионных условий, облучения (если оно имеет место), а также процессов старения металла.

2.6 Особенности эксплуатации газопроводов Республики Саха (Якутия)

Как было отмечено выше, часть системы газопроводов имеет эксплуатационный возраст 20 и более лет, общее техническое состояние линейной части этих газопроводов с каждым годом ухудшается, так как эксплуатационный ресурс практически исчерпан. Моральный и физический износ газопроводов привела: на сегодняшний день, к непрерывному увеличению затрат на восстановление и объема работ по ликвидации и частичному предупреждению аварий, в том числе на ремонт свищей и трещин в сварных швах, вырезку гофров, замену антикоррозионной смазки в местах ее нарушения, подсыпку и обваловку отдельных участков газопровода.

					Надежность линейной части магистральных газопровод	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

Постоянное накопление дефектов за многолетний период эксплуатации резко увеличило интенсивность отказов газопровода. Из-за старения металла труб газопровода, существенно снизилась сопротивляемость сварных соединений и основного металла хрупкому разрушению, происходит изменение механических свойств и характеристик трещиностойкости.

В этих, условиях, возрастает риск катастрофических разрушений, прежде всего участков газопроводов, смонтированных более 30 лет назад, общая длина которых составляет примерно около 200 км. Так как скорость протекания разрушения в этих конструкциях значительно больше, чем в конструкциях с наибольшим запасом прочности. Кроме того, необходимо учитывать тот факт, что исследуемый газопровод был спроектирован и смонтирован в то время, когда не было достаточного опыта по эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера.

В слабонесущих грунтах, из-за наличия значительных эксплуатационных сжимающих продольных нагрузок, действующих на трубопровод в теплое время года, наблюдаются большие поперечные перемещения упругой оси трубопровода, особенно в местах искривления, и как следствие, к выходу из траншеи и к образованию выпученных участков-арок. В обводненных участках имеются случаи всплытия трубопровода, которые в зимнее время подвергаются большим продольным усилиям растяжения.

По характеру и длительности воздействия нагрузки, испытываемые газопроводом, подразделяются постоянные, временные (длительные, кратковременные) и особые. Постоянными нагрузками являются собственная масса трубопровода, давление грунта засыпки, выталкивающая сила воды и силы, вызванные монтажом и технологией укладки. Временные нагрузки это:

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

внутреннее давление, масса продукта, силы деформации грунта и другие климатические воздействия.

Основным силовым воздействием, определяющим напряженно-деформированное состояние газопровода, является внутреннее давление. Под действием внутреннего давления в трубах возникают преимущественно кольцевые растягивающие напряжения, вычисляемые: как правило, по безмоментной теории тонкостенных цилиндрических оболочек. В практике расчетов пренебрегают изменением радиальных напряжений по толщине стенки трубы и дополнительными напряжениями, вызванными несовершенством формы поперечного сечения трубы. Следующий по значимости вклад в НДС вносят продольные напряжения, которые возникают не только под действием внутреннего давления продукта, но также от таких силовых факторов, как температурный перепад и других взаимодействий трубы с окружающей средой.

При расчете газопроводов Севера на прочность и устойчивость температурный перепад учитывается в первую очередь, так как температура трубопровода изменяется во времени в достаточно широком диапазоне. При сооружении температура трубы определяется температурой наружного воздуха, а в процессе эксплуатации - температурой транспортируемого продукта. Величина температурного перепада принимается равной разности между расчетной и эксплуатационной температурой стенки трубы. Нормами предельного состояния газопровода регламентируется допускаемый температурный перепад для различных конструктивных решений.

Для газопроводов, проложенных в условиях Якутии, необходимо принимать во внимание факторы взаимодействия трубы со средой, где она находится. Так например, на подземный трубопровод на обводненных

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

участках действует не только масса засыпки, но и выталкивающая сила, которая тем больше, чем больше диаметр трубы.

Газопровод Мастах-Берге-Якутск пересекает различные мерзлотные ландшафты, в том числе многочисленные встречающиеся депрессии - мари, долины рек и ручьев, характеризующихся слабой дренирующей способностью поверхности. Освоение таких участков связано с большими трудностями и несомненно требует специальной технологии строительства, в первую очередь направленную на уменьшение техногенного воздействия на природную среду. Как показала практика строительства линейных сооружений в Якутии, такие требования не соблюдались. В результате на сегодняшний момент, по трассе газопровода, пересекающей пониженные места, в большинстве случаев произошло обводнение территории в пределах просеки и образование многочисленных мелких озерков. Основной причиной их возникновения явилась срезка грунта для создания обваловки и сама обваловка перекрывающая сток поверхностных вод.

Обводнение территории резко изменило инженерно-геокриологические условия - увеличился слой сезонного оттаивания и активизировались процессы термокарста и пучения. Это вызвало различные деформации трубопровода - всплытие, выпучивание, осадку, опрокидывание пригрузов и т.д.

В настоящее время на трассе газопровода, пересекающего аласы и мари, применены различные способы прокладки труб. Как показывает практика, наиболее приемлемым для условий Якутии является подземный, который при существующей технологии подготовки газа к транспорту характеризуется стабильным температурным режимом, исключая возможность глубокой оттайки грунтов.

					Надежность линейной части магистральных газопровод	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах

3.1 Взаимодействие газопроводов с мерзлыми грунтами

При сооружении газопроводов Крайнего Севера необходимо особо выделить фактор взаимодействия конструкции с многолетнемерзлыми грунтами, который определяет работоспособность линейного сооружения на стадиях строительства и эксплуатации.

Особенностью этого фактора является то обстоятельство, что он является связующим звеном в системе проектирование—строительство—эксплуатация, так как практически невозможно создать такую строительную конструкцию, которая позволяла бы осуществить любые технологические режимы, и, наоборот, некачественная конструкция не может быть компенсирована самым высоким уровнем эксплуатации. Трубопроводы по сравнению с технологическим оборудованием находятся в экстремальных условиях, и отказ трубопроводов приводит к нарушению процесса эксплуатации. Отказы наблюдаются в основном в зимний период, что связано с максимальным развитием процессов сезонного и многолетнего пучения.

В настоящее время существуют подходы к решению задачи обеспечения надежности конструкций газопроводов в мерзлых грунтах на основе рассмотрения технологических задач взаимодействия газопроводов с грунтом или на основе методов описания надежности без учета фактора несущей способности конструкции. Такие решения не отражают реальных состояний конструкции, не могут дать оценки ее надежности в текущий период

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

эксплуатации и тем самым не в полной мере отражают эти вопросы и на начальном этапе – в нормативных документах и методических руководствах.

Проблема создания высоконадежных трубопроводов в мерзлых грунтах является сложной и требует комплексного подхода, в основе которого должны быть натурные исследования и апробации новых технических решений в трассовых условиях. Представляется правомерным применение следующей логической схемы: методами натурных измерений получить наиболее полную информацию о нагрузках и воздействиях; использовать ее в решениях задач о несущей способности трубопровода, при этом правильно построив расчетные модели; по результатам этой работы создать соответствующие методические руководства и разработать конструкторские решения и технологические методы. Особенностью этих разработок является рассмотрение нагрузок новых видов (пучение и морозное растрескивание грунтов) и создание методов конструкторского и технологического характера, использующих в основном "фактор вечной мерзлоты" и направленных на повышение устойчивости газопроводов в мерзлых грунтах.

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

Одной из основных задач исследований является оценка взаимодействия трубопровода с мерзлыми грунтами, влияния на его устойчивость пучения, морозных трещин, просадок, термокарста и т.п. Геокриологические условия на трассах чрезвычайно разнообразны, поэтому силовые воздействия их на

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

газопровод отличаются друг от друга, и наиболее достоверным средством исследования являются натурные измерения [4].

Для оценки несущей способности подземных газопроводов необходимо решить задачу теплового взаимодействия трубы и мерзлого грунта и на ее основе рассмотреть прочностную задачу, считая нагрузки заданными. Тепловое взаимодействие источника с окружающим грунтом относится к классической задаче Стефана и подробно описано в специальной литературе. При решении задач механического взаимодействия трубопроводов с грунтом можно условно выделить следующие подходы: решение плоских задач — кольцо, взаимодействующее с грунтом (разные модели); оболочка — труба в грунте как упругой среде; стержни на упругом основании или с учетом пластических свойств грунта.

Как показывает практика эксплуатации газопроводов в мерзлых грунтах, наиболее опасными являются участки трубопроводов, проложенные в пучинистых грунтах. Во-первых, на трубопровод действуют дополнительно нагрузки морозного пучения грунтов [39], во-вторых, за счет возмущающего фактора — градиента температур — пучение интенсифицируется.

Приведем примеры характерных разрывов газопроводов в условиях мерзлого грунта.

На рисунке 3.1 показан характерный разрыв газопровода. Часть трубопровода оказалась жестко защемленной, а другая часть смещена силами пучения вверх с разрывом по сварному соединению.

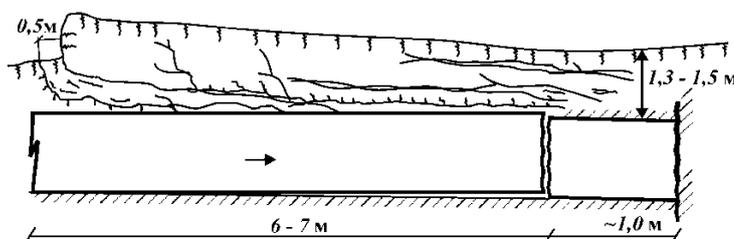


Рисунок 3.1 – Схема (разрез) разрыва газопровода на пойменном участке (правый участок остался в первоначальном положении, левый сместился на 50-60 мм)

Второй пример относится к разрыву газопровода вследствие морозобойного растрескивания. На рисунке 3.2 показан разрыв газопровода и наличие на поверхности грунта морозобойных трещин, образующих блоки растрескивания размером 1,5х1,5 м. Участок относится к высокой пойме, характеризуется спокойным рельефом, хорошей продуваемостью и, как следствие, — минимальным снежным покровом.

Третий пример описывает ситуацию, имеющую место при пересечении подземным газопроводом мелких водотоков. На рисунке 3.3 показан разрыв газопровода диаметром 529 мм. Под действием сил пучения в одном из сечений по телу трубы произошло разрушение, захватившее сварное соединение. При этом участки газопровода, заземленные в мерзлом грунте, не изменили своих положений. Разрыв произошел также при однократном значительном нагружении [38].

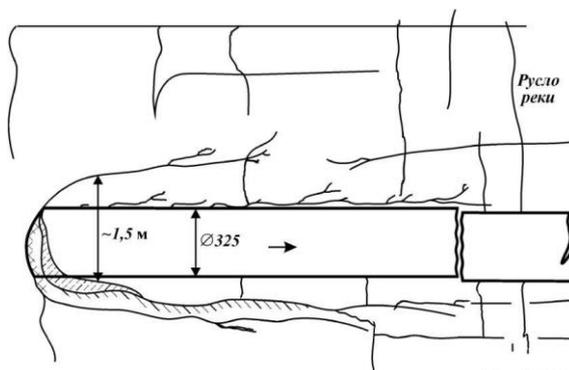


Рисунок 3.2 – Схематический план разрыва газопровода в условиях морозного растрескивания грунта. Размеры блоков растрескивания примерно 1,5х1,5 м. Трещины расположены параллельно и перпендикулярно к оси трубы.

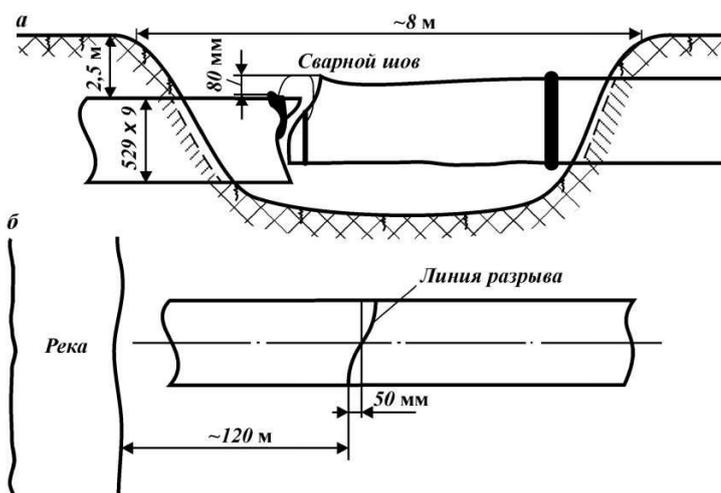


Рисунок 3.3 – Схема профиля (а) и план (б) участка разрыва подземного газопровода (подводный переход, пойменный участок)

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

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

пучение, сколько его неравномерность по длине. Для качественной оценки прочности трубопровода здесь могут быть использованы простые расчетные схемы, например балка, заземленная одним или двумя концами, под действием переменной погонной и сосредоточенной нагрузок. В общем случае для решения задачи необходима информация о температурных режимах, нагрузках пучения грунта, их динамике, распределении по трассе газопровода. Такие данные получают посредством натурных исследований. На их основе возможно решение задачи о прочности газопровода в пучинистых грунтах, при этом целесообразно применить комплексный подход к исследованию подземного газопровода: изучить температурные режимы, их результаты использовать в решении задач о прочности и устойчивости трубопровода и на основе этих исследований разработать необходимые технические решения.

3.2 Натурные исследования несущей способности магистральных газопроводов

Научно-обоснованный расчет газопроводов на прочность и устойчивость является определяющим в оценке надежности трубопроводных систем при эксплуатации.

Практика эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ставит ряд сложных задач, решение которых требует определения критических параметров работоспособности трубопровода при различном сочетании нагрузок и воздействий. В настоящее время прослеживается несколько подходов к решению этой задачи. Первый основан на том, что трубопровод рассматривают как цилиндрическую оболочку, находящуюся в поле внешних воздействий. Расчет при этом проводится методами теории

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

оболочек [33]. Второй подход к решению задач основан на том, что трубопровод представляют балкой кольцевого поперечного сечения, взаимодействующей с грунтовой средой [4,5].

Таким образом, проблема безотказной эксплуатации тесно связано с анализом, оценкой прочности и несущей способности каждого участка газопровода, исходя из расчета и данных натурного обследования непроектных положений, образующихся в процессе эксплуатации.

3.2.1 Исследование несущей способности линейной части магистральных газопроводов, эксплуатируемых в условиях Севера

Как уже известно, газопроводные системы районов Крайнего Севера и в частности газопроводы Республики Саха (Якутия) работают в специфических природно-климатических и рельефных условиях. Многолетний опыт наблюдений северных газопроводов дает основание выделить ряд серьезных проблем связанных с надежностью и устойчивостью исследуемой конструкции.

Как было отмечено выше, одним из особенностей прохождения линейной части магистральных газопроводов являются многочисленные болота и болотистые местности, которые оказывают существенное влияние на несущую способность конструкции в целом. Отклонения от проектных положений, а значит и переход системы на качественно новый уровень устойчивости происходит в большинстве случаев на заболоченных участках. По всей видимости, это вызвано рядом температурно-климатических факторов и в первую очередь ярко выраженной сменой времени года, что

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

создает нестабильное напряженно-деформированное состояние магистральных газопроводов.

В трассовых условиях при монтаже трубопровода практически не представляется возможным проводить замеры и осуществлять контроль всех силовых воздействий [5]. В газопроводе возникают дополнительные, не предусмотренные расчетом, напряжения, которые в конечном итоге приводят к отклонениям от проектно-расчетной схемы. В большинстве случаев предполагаемыми причинами данного явления служат следующие факторы:

- сезонные изменения характеристик несущего грунта;
- различные уровни температурных напряжений;
- недостаточная обваловка участков в заболоченной местности;
- неадекватное рельефным условиям трассы проектное решение;
- отклонения от проекта из-за неточности разбивки и рытья траншеи;
- нарушение в процессе строительства технологических параметров укладки трубы и т.д. [28].

Сезонные изменения уровней грунтовых вод приводит к заболачиванию местности, которые в свою очередь влияют на уровень надежности линейной части эксплуатируемых газопроводов. На стадии проектирования прогнозирование изменений гидрогеологических условий весьма сложно. При проектировании исходят из условий недопустимости возникновения выпученных участков, но так как эксплуатационные факторы отличаются от расчетных, на практике наблюдаются достаточное количество выходов газопровода на наземную поверхность и образование так называемого арочного выброса.

Проведенная в работе [9] классификация арочных выбросов, возникающих при эксплуатации северных газопроводов, в полной мере отражает существующие непроектные “эффекты” на линейной части

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

магистральных газопроводов Кысыл-Сыр – Мастах – Берге - Якутск. Наибольшее количество арочных выбросов приходится на долю арки в форме одной полуволны синусоиды, протяженность их достигает до 100 м; незначительное количество составляют арки в форме две полуволны синусоиды, протяженность их как правила, от 50 м до 100 м. Существуют, и такие горизонтальные арочные выбросы с тремя и более полуволнами, которые на практике эксплуатации данного газопровода наблюдались в поймах р. Лунха и Бэргэ. Арки в форме одной полуволны синусоиды подразделяются в свою очередь на такие, которые условно можно назвать симметричными =20%, несимметричными =30% и арки на косогорах (с параллельным смещением оси в вертикальной плоскости) =15%.

Многолетние натурные исследования арочных выбросов на северных газопроводах позволили классифицировать их по форме типобразования: симметричные и несимметричные с одной полуволной синусоиды, расположенные в вертикальной, горизонтальной или наклонной плоскости (арки на косогорах); горизонтальные, наклонные с двумя и более полуволнами синусоиды (горизонтальные арки - “змейки”).

Статистический анализ мест образований арочных выбросов [9] показывает, что наиболее опасными с точки зрения потери проектного положения, а в последствии возможно и потери устойчивости, являются участки газопроводов, проложенных по болоту, заболоченным и обводненным местностям. В большей степени этому явлению способствует малосвязанная, вязкая область несущего грунта, оказывающая незначительное сопротивление перемещениям газопровода, а в случаях полного обводнения траншеи, выталкивающая сила, играющая определенную роль в этом процессе.

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Изменения формы арки, происходящие в исследуемом газопроводе в процессе ее развития и зависящие в основном от действия температурно-климатических факторов, наблюдались в весенне-летний период, так как в это время труба испытывает наибольшие температурные перепады и грунт засыпки оказывает наименьшее сопротивление ползучим перемещениям.

Наблюдения за исследуемым газопроводом позволили установить, что в течение небольшого промежутка времени, необходимого для преодоления сил сцепления с грунтом, арка начинает изменять свои геометрические параметры. При этом уровень энергии в теле трубы снижается на величину, необходимую на формоизменение и преодоление сил сопротивления с грунтом. Этот уровень энергии является минимумом для данной системы. Затем, при наличии градиента внешних воздействий, снова происходит накопление упругой энергии в теле газопровода до новой критической величины, соответствующей для вновь образовавшейся геометрической формы арки. При этом процесс может быть затухающим или прогрессирующим в зависимости от изменения внешних и внутренних воздействий на газопровод [4].

Исследования, проведенные в работах [9] на всех типах арочных выбросов, позволяют сделать вывод о том, что накопившаяся в стенках газопровода потенциальная энергия может расходоваться на изменение проектного положения следующим образом:

- при неизменной длине волны происходит увеличение стрелки прогиба;
- при постоянной стрелке прогиба происходит увеличение длины волны арки;
- одновременно увеличивается длина волны и изменяется стрелка прогиба арки.

Одним из методов, повышающих продольную устойчивость трубопроводов при эксплуатации, является правильный учет удерживающей способности грунта засыпки. Обычно при изысканиях определяют физико-механические характеристики грунта ненарушенной структуры. Засыпку грунта трубопроводов в зимнее время проводят с помощью механизмов таким образом, что пористость грунта и его влажность существенно отличаются по сравнению с грунтом ненарушенной структуры. Поэтому важным моментом при расчетах продольной устойчивости является правильный учет физико-механических характеристик грунта обратной засыпки, а также прогнозирование изменения гидрогеологических условий при его эксплуатации.

Также, применяют различные способы балластировки: железобетонные пригрузки, анкерные устройства различных конструкций, грунтовые засыпки с коврами из синтетических материалов, а также закрепление грунтов химическими способами.

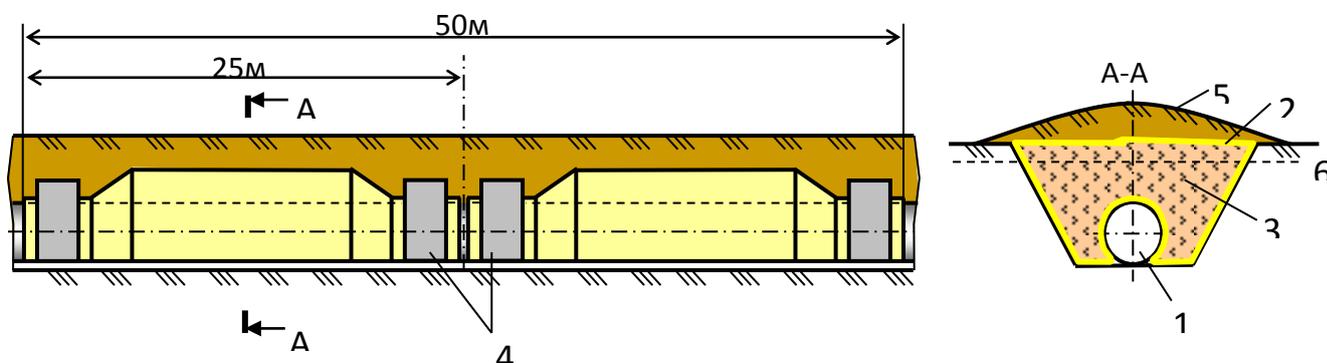


Рисунок 3.4 – Схема комбинированного способа балластировки: 1 – трубопровод; 2 – полотно НСМ; 3 – балластирующий минеральный грунт; 4 – утяжелитель типа УБО; 5 – грунт отвала (торф); 6 – уровень воды.

3.2.2 Методика и результаты определения напряженно-деформированного состояния непроектных участков магистрального газопровода

Расчетным путем учесть все факторы, действующие на напряженно-деформированное состояние газопровода в эксплуатации, довольно сложно, поэтому наиболее целесообразно провести оценку характера состояния посредством натуральных исследований. На выбранных участках газопровода Мастах – Берге - Якутск (258 км.) оборудованы четыре тензостанции, для натурального измерения статических деформаций.

На выбранном участке газопровода производился монтаж тензостанций согласно методике, рекомендованной для натуральных измерений напряженного состояния магистральных газопроводов. Монтаж тензостанций осуществляли в июне 1992 г. В период, когда грунт полностью оттаял и газопровод принял наиболее оптимальное состояние, которое было принято за исходную точку отсчета. На рисунке 3.6 представлена схема расположения тензостанций на действующем газопроводе. На рис. 3.5. представлен общий вид непроектного участка.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Рисунок 3.5 – Общий вид непроеKTного участка газопровода Мастах – Бэргэ – Якутск (258 км)

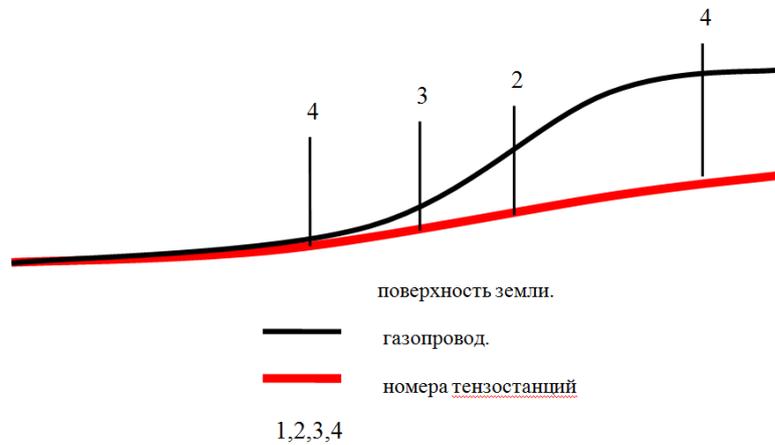


Рисунок 3.6 – Схема расположения тензостанций на действующем газопроводе

Учитывая большую продолжительность эксплуатации и сильное влияние грунтовой среды, при оборудовании тензостанции использовали тензорезисторы типа НМТ-450-5-100-А ТУ 25-7726.001-86 на стальной подложке. Тензорезистор представляет собой чувствительный элемент (решетку) из проволоки диаметром 0,03 мм марки НМ23ХЮ ТУ 14-1-1355-75. Решетка укреплена на подложке из стали 12Х18Н10Т-М-НТ-3-0-0, 15x400 ГОСТ 8803-77. Решетка защищена стеклотканью и скобой из стали 12Х18Н10Т-М-НТ-3-0-0, 1x400 ГОСТ 4987-79.

Деформация от исследуемого объекта передается на чувствительный элемент через стальную подложку. Связь подложки с поверхностью исследуемого объекта (трубопровода) осуществляется с помощью точечной сварки, а связь подложки с решеткой осуществляется с помощью связующего из органосиликатной композиции. Деформации чувствительного элемента

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

тензорезистора изменяет его активное сопротивление и вызывает выходной сигнал тензорезистора, определяемый как отношение приращения сопротивления тензорезистора к его начальному сопротивлению. Регистрация выходных сигналов тензорезисторов производится на измерителе статистических деформаций ИСД-3.

Измеритель статических деформаций ИСД-3 предназначен для многоточечных и одиночных измерений статических деформаций в сооружениях и узлах машин в цеховых, лабораторных и полевых условиях с помощью тензорезисторов. Технические характеристики приборов **измерители статических деформаций ИСД-3**: Температура - -10°C-+40°C; Относительная влажность воздуха - 30%-80% при температуре +20°C±2°C; Класс точности - 0,5; Диапазон измеряемых деформаций прибора измеритель статических деформаций ИСД-3 в относительных единицах деформации - от 0о.е.д. до 1000о.е.д.; Цена деления шкалы реохорда при коэффициенте тензочувствительности тензорезисторов равном 2 - 1о.е.д.; Длина симметричного кабеля «тензорезистор-прибор» с электрической ёмкостью до 150пФ/м - 15м; Сопротивление применяемых в приборе измеритель статических деформаций ИСД-3 тензорезисторов - от 50 Ом до 500 Ом;

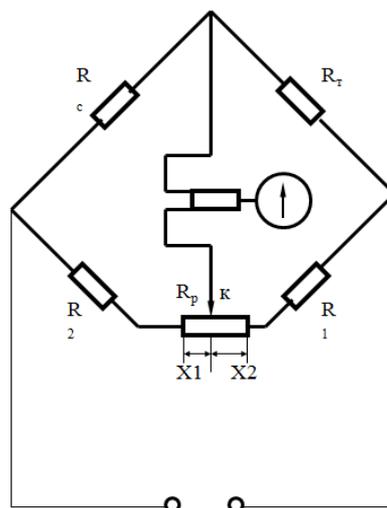


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема ИСД-3

Предварительно выбранные участки газопровода, для оборудования тензостанции, откапываются в форме траншеи. Под тензорозетки в изоляционном слое трубопровода под углом 90^0 вырезаются три окошка под размеры тензорозеток и очищаются. Монтаж тензостанции производится согласно следующей методики [24]:

- перед приваркой тензорезистора необходимо подготовить поверхность трубопровода: а) очистить от пыли, ржавчины, краски, масла; б) промыть толуолом или спиртом; в) зачистить шлифовальной шкуркой Пб 14А 5Н МА ГОСТ 64556-82 в продольном и поперечном направлениях; г) промыть вторично толуолом или спиртом;

- главная ось тензорезистора (ось чувствительного элемента в направлении его максимальной чувствительности) должна совпадать с направлением измеряемой деформации;

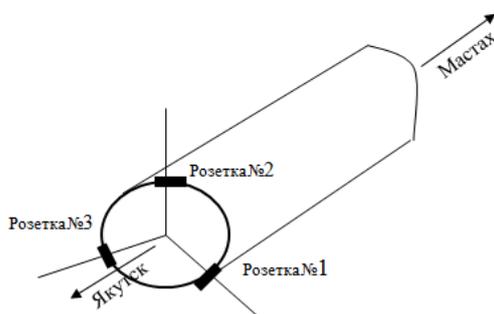
- тензорезистор приварить к поверхности объекта с радиусом кривизны не менее 60 мм контактной электросваркой, шаг сварки не менее 1,5 мм,

диаметр сварочного пятна (ширина шва) не менее 0,5 мм, при сварке исключаются деформация и коробление подложки тензорезистора;

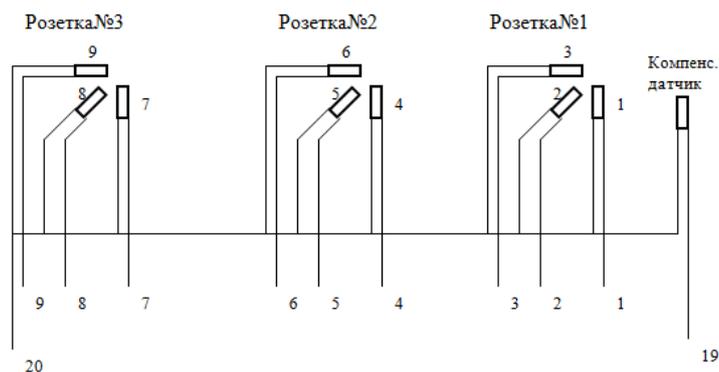
- соединение выводов тензорезистора с монтажными проводами производится сваркой или пайкой;

- для герметизации выходных монтажных соединений наносится несколько слоев клея БФ-6, после полного высыхания слоя клея заливается слоем гудрона.

Монтажная схема и порядок нумерации тензодатчиков тензостанции приведены на рис. 3.8., где выводы от каждого тензодатчика, в порядке своей нумерации подводятся, к штепсельному разъему. При необходимости в любое время года посредством аналогичного разъема к тензостанции подключается измеритель статических деформаций ИСД-3 и измеряются данные напряженно-деформированного состояния на данном поперечном сечении газопровода.



а. Схема монтажа розеток



б. Схема нумерации тензорезисторов и клемм

Рисунок 3.8 – Схема монтажа розеток и нумерации тензорезисторов

На рисунке 3.7, представлена принципиальная схема ИСД-3. Одна половина моста с компенсационным тензорезистором R_C и рабочим R_T находятся на исследуемом объекте (трубе), а другая с сопротивлением R_1 и R_2 вмонтирована в прибор. При этом рабочий тензорезистор R_T приварен к трубе и деформируется вместе с ней, а компенсационный R_C - к отдельной пластине и независим от трубы. В диагональ ВД моста включен через нульорган, а в диагональ АС - питание.

Подвижной контакт k делит омическое сопротивление реохорда R_P на части X_1 и X_2 . При ненагруженном состоянии исследуемого объекта подвижной контакт k разделит сопротивление R_P на равные части $X_1=X_2=R_P$ и стрелка нульоргана будет показывать:

$$R_C (R_2 + 0,5 R_P) = R_T (R_1 + 0,5 R_P)$$

Если исследуемый объект деформируется, омическое сопротивление тензорезистора R_T изменяется и стрелка нульоргана отклоняется от нулевого положения. Вращая в ту или иную сторону ручку подвижного контакта k , необходимо возвращение стрелки на нуль и по круговой шкале ручки

отсчитываем разность показаний n , через которую определяется величина относительной линейной деформации по формуле:

$$e = n e_0$$

где e_0 - цена одного деления круговой шкалы.

Относительная деформация пропорциональна изменению сопротивления тензорезистора R_T при нагружении трубопровода, т.е.

$$e = L/L_0 = L R_T / K R_T ;$$

где K - коэффициент тензочувствительности тензорезисторов;

L - приращение базы тензорезисторов;

L_0 - начальная база тензорезисторов.

Магистральные трубопроводы, относятся к тонкостенным металлоконструкциям. И в общем случае предполагается, что в стенках труб создается плоское напряженное состояние, когда неизвестны положения главных площадок. В этом случае искомыми величинами являются два главных напряжения σ_1, σ_2 и направления действия этих напряжений.

При помощи тензорезисторов измеряются относительные деформации $\varepsilon_z, \varepsilon_y, \varepsilon_{45}$ в направлении осей $z, y, 45^\circ$ соответственно. При этом величины главных деформаций $\varepsilon_1, \varepsilon_2$, и направления действия главных напряжений вычисляются по формулам:

$$\varepsilon_{1,2} = [(\varepsilon_z + \varepsilon_y) / 2 \pm 0,5 * [(\varepsilon_z + \varepsilon_{45})^2 + (\varepsilon_y - \varepsilon_{45})^2]^{0,5}]$$

$$tg(2\varepsilon_{1,2}) = (2\varepsilon_{45} - \varepsilon_z - \varepsilon_y) / (\varepsilon_y - \varepsilon_{45})$$

Тогда искомые значения главных напряжений будут выражаться:

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

$$\sigma_1 = E (\varepsilon_1 - m \cdot \varepsilon_2) / (1 - m^2)$$

$$\sigma_2 = E (\varepsilon_2 + m \cdot \varepsilon_1) / (1 - m^2)$$

Затем по энергетической теории прочности вычисляются эквивалентные напряжения:

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_1 + \sigma_2 - \sigma_1 \times \sigma_2}$$

Оценка эксплуатационной надежности газопровода согласно СНиП 2.05.06-85 [227] производится по формуле:

$$R_2 = \frac{R_2^H m}{k_2 k_H}$$

где: R_2 - расчетные сопротивления растяжению (допускаемое напряжение) ,

R_2^H - минимальное значение предела текучести материала трубы,

m - коэффициент условий работы трубопровода,

k_2 - коэффициент (запаса) надежности по материалу трубы,

k_H - коэффициент надежности по назначению трубопровода.

Замеры показаний тензодатчиков тензостанций, производится следующим образом: прибор ИСД-3 штепсельного разъема соединяется с соответствующей тензостанцией, поочередно, согласно схеме нумерации измеряются все датчики и результаты записываются в табличном виде.

В зависимости от направления датчиков соответствующие компоненты деформаций вычисляются по формуле

$$\varepsilon_z, \varepsilon_y, \varepsilon_{45} = k \cdot (n_o - n_k) \cdot 10^{-5} / k_1$$

где k - условный коэффициент тензочувствительности,

k_1 - фактический коэффициент тензочувствительности,

n_0 - результат измерений от соответствующего тензодатчика в
исходном состоянии газопровода,

n_i - результат i -того замера от того же тензодатчика.

По результатам натурных измерений на протяжении трех лет проведен расчет относительных главных деформаций на тензостанциях №1, №3 и №4. В расчете учитывался коэффициент тензочувствительности и номинальное сопротивление тензодатчиков (табл. 3.1).

Данные расчета представлены на рисунках 3.9 – 3.14.

По предварительной оценке: участком представляющим опасность с точки зрения потери несущей способности является, переход с уклона на линейную часть II-ой нитки газопровода, так как на этом месте возникают наиболее высокие уровни напряжений, особенно от изгиба прилегающего участка, обусловленного пучением грунта и изменением температуры транспортируемого газа. Глубина заложения трубы на этом месте составляет 1,3 м до верхней образующей. По высказанным соображениям на этом месте смонтировано тензостанция №1.

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

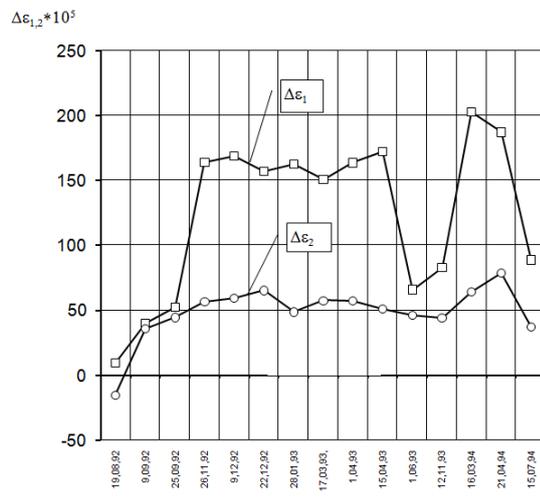


Рисунок 3.9 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 1, тензостанция №1)

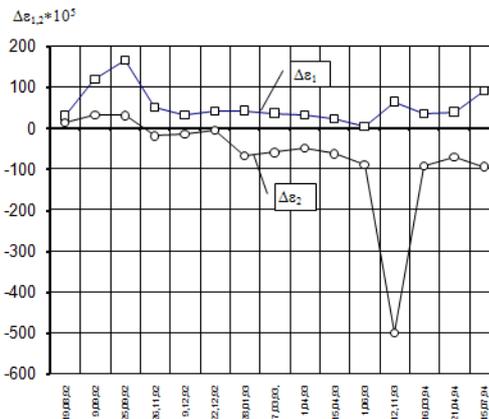


Рисунок 3.10 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 2, тензостанция №1)

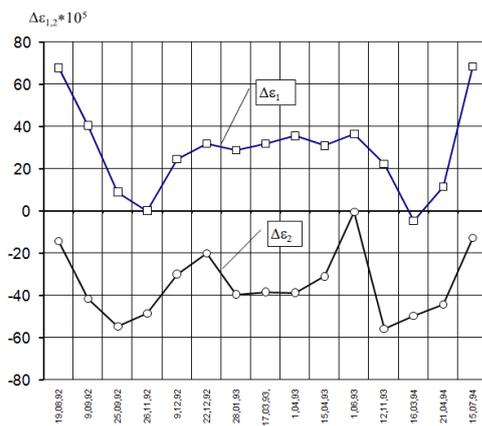


Рисунок 3.11 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 1, тензостанция №3)

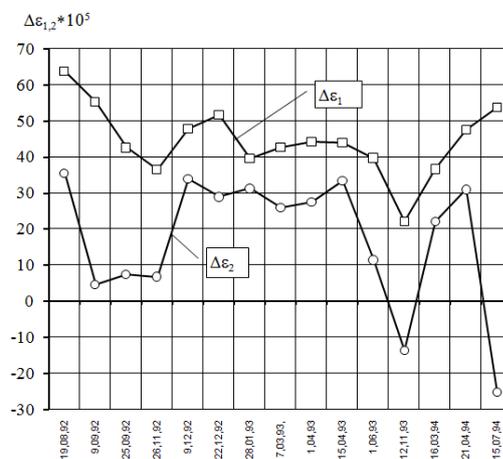


Рисунок 3.12 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 2, тензостанция №3)

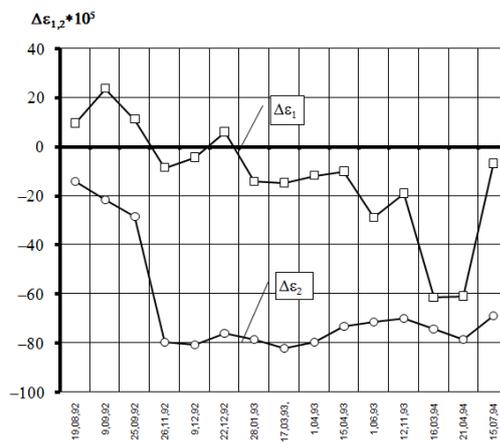


Рисунок 3.13 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 1, тензостанция №4)

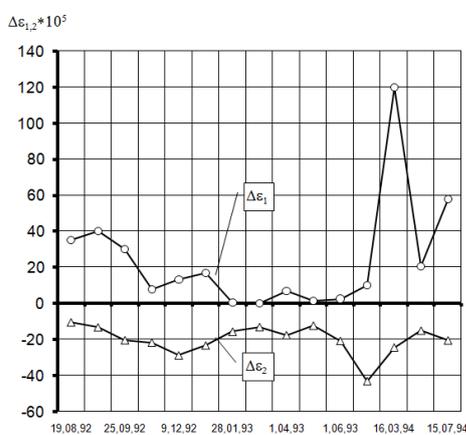


Рисунок 3.14 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 2, тензостанция №4)

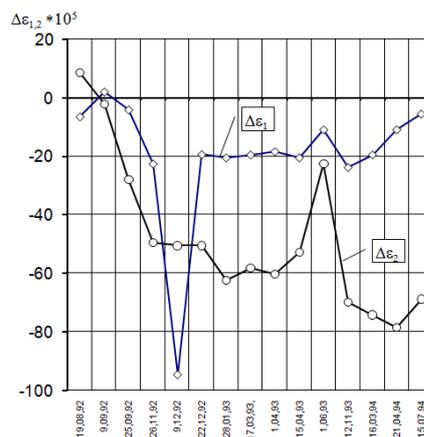


Рисунок 3.15 – Временная зависимость относительных главных деформаций (розетка 3, тензостанция №4)

Таблица 3.1 – Коэффициент тензочувствительности и номинальное сопротивление тензодатчиков

Номер тензостанции	Сопротивление тензодатчиков Ом,	Коэффициент тензочувствительности тензодатчиков	Количество установленных тензодатчиков
3	100,8	1,83	9
2	101,1	1,83	9
4	96,2	1,86	9
1	99,5	1,87	6

Длительные измерения этой тензостанции показали, что ϵ_1 на верхней образующей трубы линейно увеличиваются при переходе от лета к зиме с последующей стабилизацией в течении декабря, что можно объяснить достаточно широким диапазоном перепадов температур и нестабильными условиями потребления газа. При этом ϵ_2 меньше в 1.6 раза, чем ϵ_1 . Это связано, по видимому с большим изгибным моментом возникающим в вертикальной плоскости.

Показания тензостанции №2, расположенной на глубине 0,8 м, показывают, что деформации в боковой части трубы (тензорозетка 3)

практически не меняются. Разность деформаций на верхней образующей постепенно снижается при переходе от лета к зиме.

Эквивалентные напряжения на тензостанции №3, расположенной между точками наблюдения №2 и №4, мало изменяются - при смене времени года. Вертикальное перемещение трубы в этом месте составляет примерно 30мм.

На тензостанции №4, разность эквивалентных напряжений на боковой части (тензорозетки 1 и 3) увеличиваются до середины декабря, с последующим уменьшением к концу месяца. На верхней образующей трубы напряжения практически не меняются. При этом вертикальное перемещение составляет 41 мм, на этом участке труба практически находится в открытом виде. Такое изменение напряженно - деформированного состояния связано с тем, что этот участок газопровода испытывает поперечные перемещения в горизонтальной плоскости из-за больших продольных перемещений прилегающего участка слева от этой тензостанции, обусловленного температурным перепадом и подъемом газопровода по всей низине.

Следует учесть тот факт, что тензостанция №4 расположена в зоне поперечного смещения газопровода длиной 60-70 м и боковым смещением 0,7-0,8 м по данным летнего наблюдения и очевидно такое поперечное смещение играет роль температурного компенсатора продольных перемещений.

Комплексный анализ изменения напряженного состояния II нитки газопровода (258км) показывает, что наиболее «опасные» напряжения возникают на участках перехода косогора подземного газопровода на низменную местность наземного участка с обваловкой 1,3м. При этом напряжения по периметру трубы в 2 раза превышают напряжения, возникающие на участках, расположенных на низине (тензостанции №3, №4)

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2.3 Натурные исследования перемещений трассы магистрального газопровода при пучении грунтов

Пучение грунтов обусловлено теплофизическими и физико-механическими закономерностями промерзания грунтов. Применительно к линейной части магистральных газопроводов этот процесс можно привести к рассмотрению перемещений трубы от пучения как функции случайных факторов. В связи с этим на 258 км газопровода Мастах-Берге-Якутск оборудованы три опорные репера, на трассе газопровода в общей сложности оборудованы 28 пучиномерных площадок (на второй нитке 15 площадок, на первой нитке - 13) шагом 20 м. Опорные репера заложены на глубину 3,5 метра и не подвержены вертикальным смещениям. Пучиномерные площадки оборудованы следующим образом: в сентябре 1992г. на трубах газопровода замаркированы 28 отметок, а над отметками установлены колпаки с крышками для доступности постановки рейки на отметки в зимнее время года, т.к. трубы обвалованы грунтом высотой 0,5-1,0 м. Схема наблюдаемых точек по трассе газопровода представлена на рисунке 3.16.

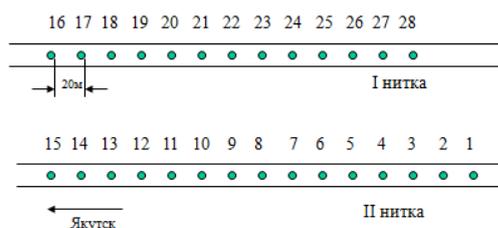


Рисунок 3.16 – Схема наблюдаемых точек по трассе газопровода

На этих отметках периодически производится сезонное (осенью перед промерзанием и весной перед оттаиванием грунтов) нивелирование II класса

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

от трех опорных реперов, при этом расчетная погрешность определения осадков (пучения) труб составляет $\pm 0,7$ мм.

За период с 2006-2008 год было проведено 6 циклов наблюдений за перемещениями участка I-ой и II-ой ниток газопровода. Даты проведения наблюдений представлены в таблице 3.2.

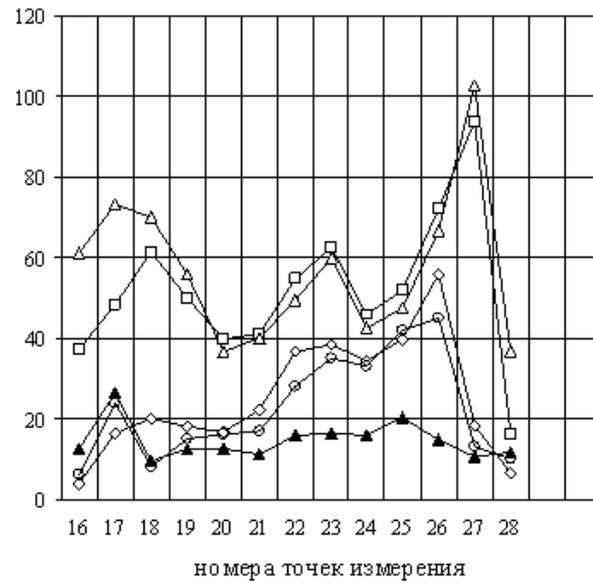
По данным наблюдений построены графики изменения перемещения 1-й и 2-й ниток газопровода (рис.3.16, 2.17). В качестве нулевой отметки принято условное положение точек в 1-ом цикле наблюдения.

Таблица 3.2 – Даты проведения наблюдений

Цикл 1- 07.10.06 г.	цикл 4- 03.03.07 г.
Цикл 2- 25.11.06 г.	цикл 5- 14.09.07 г.
Цикл 3- 28.12.06 г.	цикл 6- 07.11.07 г.

Также на рис. 3.17. и 3.18. представлены данные относительно первоначального профиля ниток газопровода. Для построения профиля использованы данные 1-го цикла наблюдения относительно Балтийской системы высот. Из графиков видно, что сезонное перемещение участка газопровода упругое.

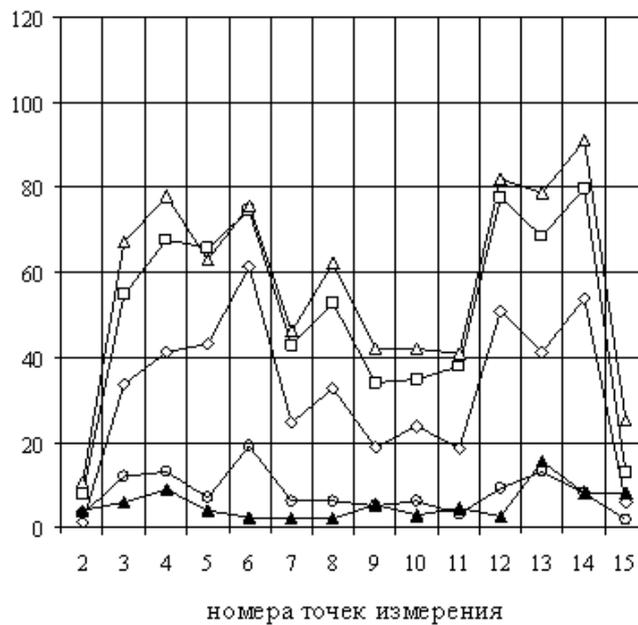
Относительные
перемещения, мм



—◇— 25.11.06. —□— 28.12.06. —△— 03.03.07. —▲— 14.09.07. —○— 07.11.07.

Рисунок 3.17 – Перемещение трубы I-й нитки относительно
состояния от 07.10.06.

Относительные
перемещения, мм



—◇— 25.11.06. —□— 28.12.06. —△— 03.03.07. —▲— 14.09.07. —○— 07.11.07.

Рисунок 3.18 – Перемещение трубы II-й нитки относительно состояния от 07.10.07.

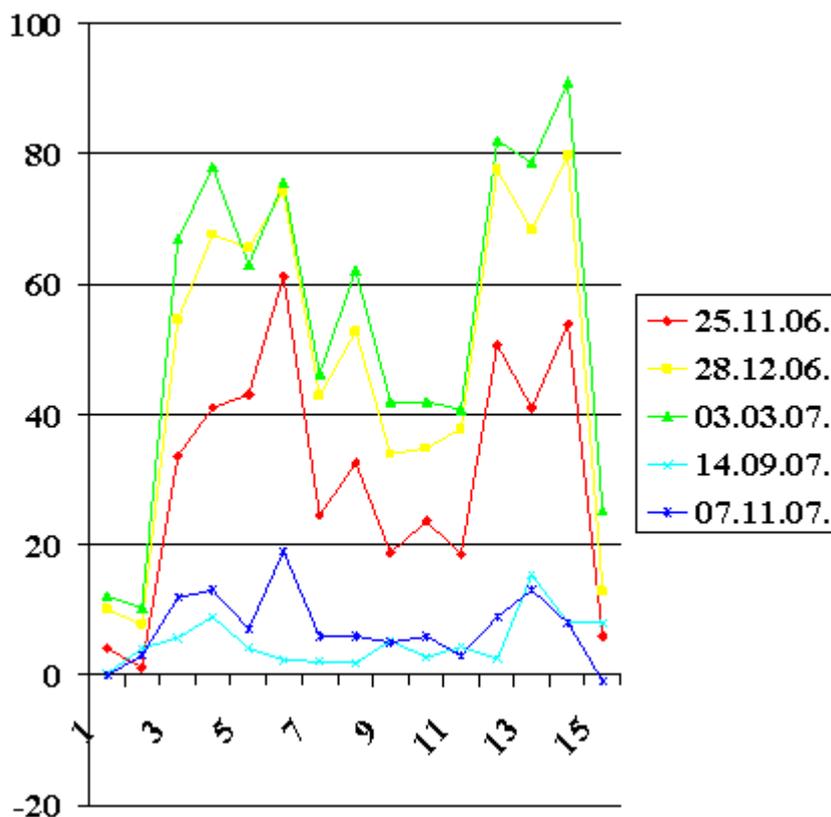


Рисунок 3.19 – Перемещение II-й нитки газопровода

Анализируя, результаты натурных исследований и рассматривая общую ситуацию сложившихся обстоятельств на участках газопровода заболоченной местности, можно выделить ряд основных моментов. Во-первых, наблюдаются явные признаки перехода системы на новый уровень устойчивого состояния, т.е. отклонения от проектной укладки трассы на заболоченных участках. Это, по сути является результатом действия температурно-климатических факторов. При этом следует принимать внимание тот факт, что при переходе с косогора на низменную часть граничные условия по краям участка действуют как жесткое защемление где перемещения практически отсутствуют. Таким образом заболоченный

(низменный) участок из-за малой обваловки в результате действия вышеприведенных факторов подвергается продольным сжимающим или растягивающим усилиям. В результате проявляются такие эффекты, как оголение трубы, горизонтальное выпучивание, арочные выбросы, а также изменение напряженно-деформированного состояния и т.д.

Во-вторых, необходимо отметить, что отклонения и перемещения участка газопровода от проектного положения это необходимый поиск оптимального варианта равновесия возникших усилий в силу создавшихся условий. В данном случае, как видно из результатов наблюдений, исследуемый газопровод обладает достаточной податливостью, упругостью для поддержания необходимого уровня несущей способности, что подтверждается опытом эксплуатации.

В-третьих, следует учесть тот факт, что недостаточная или разрушенная обваловка газопровода в результате длительного периода эксплуатации является одной из причин появления непроектного положения в горизонтальной плоскости и увеличения напряжений на месте перехода с косогора на линейную часть. Для обваловки данного участка газопровода и устройства насыпи использовался песок, который легко смывается сточными грунтовыми водами.

Основная опасность для газопровода представляет не столько само пучение, что характерно для данных категорий местности, сколько его неравномерность по длине трассы. Обследование мерзлотных условий трассы Мастах-Берге-Якутск [9,28,29] показывает, что она изобилует местами новообразований мерзлых пород (бывших таликов), а также прибрежными частями русел рек, где создаются благоприятные условия для многолетнего пучения.

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Визуальное обследование непроектных участков, включая размыв обваловки и некачественной засыпки в период строительства газопровода Мастах – Берге - Якутск показало, что в среднем на один километр газопровода приходится в среднем 60 метров непроектного участка, т.е. 6% от всей протяженности газопровода [9,28,29] .

На 258 км исследован непроектный участок газопровода протяженностью 200-300 метров. Систематические наблюдения за осадком и пучением линейной части газопровода в течении трех лет показывает, что сезонное перемещение участка газопровода упругое и на отдельных участках годовое вертикальное перемещение достигает до 103 мм. Напряженно-деформированное состояние, оцененное путем тензометрирования подтвердило это предположение. Однако, как показывают результаты тензометрирования, очевидно неравномерное напряженно-деформированное состояние, достигающая своих “пиков” в момент наиболее активного проявления природно-климатических факторов, особенно в весенне-осенний период. В этой связи для уменьшения действующих напряжений и стабилизации положения этих участков необходимо произвести обваловку грунтом с высокими теплоизоляционными свойствами.

Таким образом, обследование непроектных участков газопровода показывает, что потеря устойчивости участков газопровода на болотистой местности типа VI категории приводят к появлению непроектного положения в горизонтальной плоскости в процессе эксплуатации и к увеличению напряжений на местах перехода с косогора на линейную часть газопровода.

3.2.4 Моделирование условий работы подземного трубопровода в болотистой местности

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

На газопровод Мастах – Бэргэ – Якутск влияют дополнительные неблагоприятные факторы, связанные с его эксплуатацией в условиях замерзающего, мерзлого и оттаивающего грунта. В основном они воздействуют на работоспособность газопровода путем изменения напряженно-деформированного состояния (НДС) его линейного участка. Особенности влияния на НДС газопровода Мастах – Бэргэ – Якутск подземной укладки в вечномерзлых грунтах является:

- пучение грунта;
- тепловое взаимодействие трубопроводов с грунтом;
- механическое взаимодействие трубопроводов с вечномерзлым грунтом при перемещении под воздействием продольных сил;
- влияние образования морозобойных трещин в грунте;
- изменение НДС газопровода в результате аточного выброса.

В мае 2007 года была вырыта траншея глубиной 1 метр на болотистом участке и уложена труба из стали 09Г2С с диаметром $D=530$ мм и толщиной стенки $t=9$ мм. предварительно на трубу смонтировали 3 контрольных узла тензорезисторов для измерения напряженно-деформированного состояния стенки трубы в различные периоды года.

Каждый узел состоит из трех розеток, расположенных под углом 120° по сечению трубы, а каждая розетка состоит из трех тензорезисторов. Методика измерения деформаций и обработки результатов изложена выше в п. 3.1.2 схема коммуникаций и укладки трубы представлена на рис. 3.20. Труба снабжена двумя фланцами, к одному из которых подключена нагнетающая система насосной станции, а к другому контрольный манометр.

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

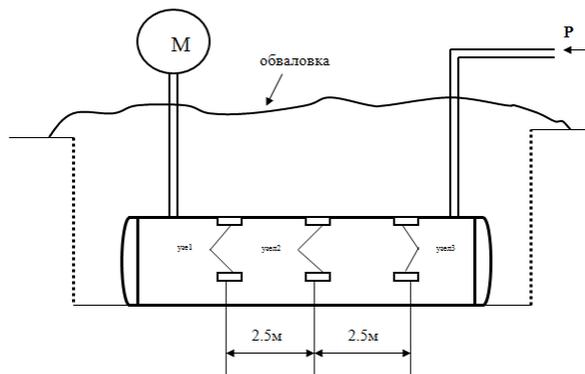


Рисунок 3.20 – Схема укладки трубы для длительных испытаний и ее коммуникаций.

В целях проверки рабочей гипотезы длительные испытания проводились по следующей программе:

1. Вылеживание трубы без нагрузки под воздействием давления грунта и обваловки до полного оттаивания грунта (май, август).
2. Регистрация показаний НДС стенки трубы в условиях оттаивающего грунта при трех ступенях давления (2.0, 4.0 и 5.5 МПа).
3. Содержание трубы под рабочим давлением газопровода (3.5 – 4.0 МПа) до полного смерзания трубы с грунтом путем закрытия вентиля (рис.2.16.) и периодической подкачкой до необходимого давления (август – октябрь).
4. Регистрация показаний НДС после смерзания трубы с грунтом (октябрь) по схеме:
 - разгрузка трубы до нулевого давления;
 - контрольные замеры при ступенчатом нагружении (0, 2.0, 4.0, 5.5 МПа);
 - выдержка трубы под давлением 5.5 МПа в течение 1 часа;
 - ступенчатое стравливание давления (5.5, 4.0, 2.0 и 0 МПа) и снятие показаний НДС.

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5. Нагружение трубы до рабочего давления и вылеживание до достижения максимального перепада температур (октябрь – январь).

6. Контрольные замеры по пункту 4 до достижения максимального перепада температур (январь).

7. Нагружение трубы под землей до разрушения с регистрацией максимального давления.

8. Сопоставление НДС трубы в мерзлом грунте при ступенчатом нагружении и ступенчатом стравливании давления после часовой выдержки при давлении 5.5 Мпа.

При укладке трубы, последующей обваловке и в результате попадания влаги некоторые тензодатчики узлов 2 и 3 повредились. В таблице 2.6 приведены сводные по измерению деформации и напряжения в зависимости от времени года и действующего давления. При этом за исходное состояние, принимаются результаты измерений при пустой трубы до укладки в траншею. Замечено, что после укладки трубы, ее обваловки и заполнения рабочей жидкостью при нулевом давлении возникают значительные напряжения в стенке трубы (измерения от 19.06.07г.).

Максимальное расхождение значений главных напряжений σ_1 и σ_2 при нулевом давлении наблюдается при достижении максимального перепада температур (измерения от 14.02.08г.). Сравнение напряжений при нулевом давлении, измеренных летом и зимой, свидетельствует о значительном стеснении деформаций в стенке трубы в результате смерзания тела трубы с грунтом. Однако, после ступенчатого нагружения до давления 5.5 МПа с часовой выдержкой и последующего стравливания до нуля летние значения главных напряжений практически восстанавливаются. При дальнейшем нагружке и разгрузке это обстоятельство не меняется.

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Этот факт подтверждает предположение о том, при нагружении трубы до опрессовочного давления т.е. до 5.5МПа, а затем разгрузка ее до нуля после некоторой выдержки, приводит к разрыву контакта тело трубы-грунт и способствует принятию трубой своего естественного напряженного состояния, что в условиях реального подземного газопровода должно привести к разгрузке кольцевых швов.

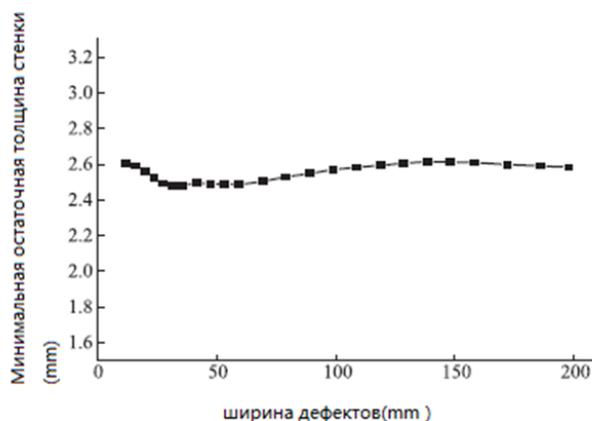
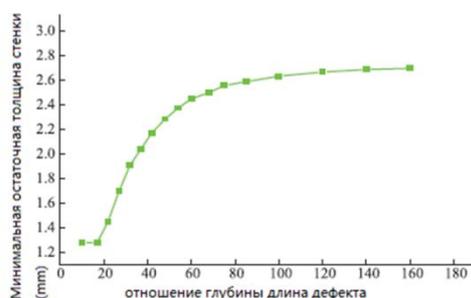
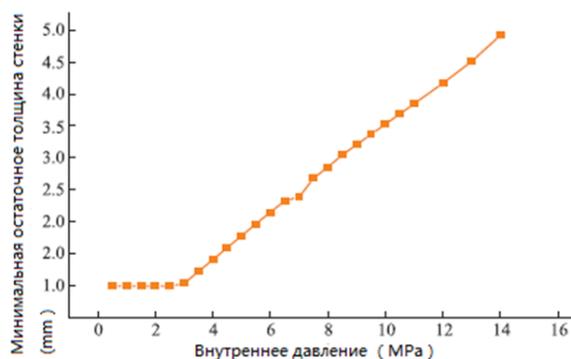
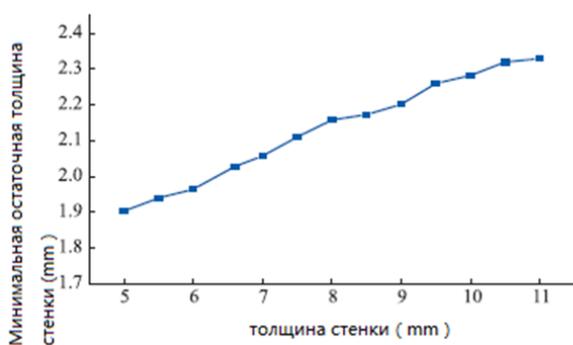
Разрушение трубы при монотонном повышении давления произошло при давлении 16.5 МПа по основному металлу вдоль длины трубы, в средней части. Длина трещины равняется 1060 мм, самое большое раскрытие на расстоянии 630 мм от левого конца трещины. Визуальный осмотр поверхности разрушения показал наличие поры в месте сильного раскрытия трещины, что послужило очагом разрушения. Следует отметить, что испытание такой же трубы без укладки в траншею показало разрушающее давление равное 12.5 МПа.

3.3 Определение остаточной толщины стенки трубопровода и прогнозирование остаточного ресурса трубопровода

Опираясь метод расчета КНР и определение остаточной толщины стенки трубопровода и прогнозирование остаточного ресурса трубопровода. В этой статье была создана трехмерная нелинейная модель конечных элементов для изучения внутренних корродированных трубопроводов. На основе этой модели было предсказано давление разрушения трубопровода и влияние толщины стенки трубы, внутреннего давления и размер дефекта на минимальной толщине остаточной стенки. Показано, что при равномерной скорости коррозии, Минимальная остаточная толщина стенки в основном зависит от толщины стенки, внутреннего давления и глубины и длины дефекта, Но меньше по ширине дефекта, поэтому вариацией по ширине

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

можно пренебречь. Минимальная остаточная толщина стенки Рассчитанная в модели конечных элементов, находится в хорошем согласии с экспериментальными результатами. Минимальная остаточная стенка Толщина находится в линейном отношении к толщине стенки трубы и внутреннему давлению, но приблизительно в отрицательном экспоненте. Отношение к соотношению длины и глубины дефекта. Формула для минимальной остаточной толщины стенки устанавливается на основе конечной. Результаты расчета элементов. Результаты, полученные по формуле, близки к экспериментальным результатам всплеска. Очевидно, Может служить справочным материалом для оценки остаточного ресурса корродированного трубопровода.



Минимальная остаточная толщина стенки:

$$t_{min} = \frac{pD}{2\sigma_b} \left[1 - 0,6155 \exp\left(-0,002914 \frac{l_0}{d_0}\right) + 8,353 \frac{t}{D} + 1,186 \frac{p}{\sigma_b} \right]$$

t_{min} ---- минимальная остаточная толщина стенки (мм), p ---- внутреннее давление (МПа),

D - внешний диаметр (мм) ,

l_0 ---- длина дефекта (мм),

d_0 ---- глубина дефекта (мм),

σ_b ---- предел прочности (МПа)

Прогнозировать остаточные ресурс :

$$t_f = (t - t_{min} - d_0) / v_d$$

t_f ---- остаточные ресурс , t -- толщина стенки, v_d -- скорость коррозии (мм/а)

					Особенности работы трубопроводов на болотах и мерзлых грунтах	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 Расчетная часть

4.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

Расчет толщины стенки газопровода ведется по методике, отраженной в разделе 8.22 СНиП 2.05.06-85*.

Расчетная толщина стенки трубопровода определяется по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot \delta \cdot D_i}{2 \cdot (R_1 + n \cdot \delta)}$$

где $n=1$ – коэффициент надежности по нагрузке (СНиП 2.05.06-85* табл. 13);

$p = 5$ МПа – рабочее давление;

$D_H = 0,530$ м – наружный диаметр трубы;

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) определим по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}$$

где $m = 0,75$ – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по таблице 1 [33];

$k_H = 1,0$ – коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по таблице 11 [37];

$k_1 = 1,4$ – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 9 [37];

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Лян Юэ			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.						
Консульт.								
Зав. Каф.		.Бурков П.В						
						ТПУ ТХНГ гр2БМ5Б 75		

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений следует принимать равными соответственно минимальному значению временного сопротивления.

Тогда
$$R_1 = \frac{500 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 1,0} = 267,9 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1 \cdot 5 \cdot 0,53}{2 \cdot (267,9 + 1 \cdot 5)} = 4,86 \text{ мм}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения $\delta_H=5$ мм, предусмотренного государственными стандартами и техническими условиями. При расчете толщины стенки трубы запас на коррозию не предусматривается.

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

$$\delta = \frac{n \cdot \delta \cdot D_1}{2 \cdot (R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot \delta)},$$

где
$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|\sigma_{T \delta N}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|\sigma_{T \delta N}|}{R_1},$$

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{n p N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2 \cdot \delta_H}, \text{ МПа};$$

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

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 267,9}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 32,5 \text{ град};$$

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						76
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,7 \cdot 267,9}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 75,86 \text{ град.}$$

$$\sigma_{\pi pN} = -12 \cdot 10^{-6} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 75,86 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 50 \cdot 10^5 \cdot 530}{2 \cdot 5} = -108 \text{ МПа};$$

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

$E=2,06 \cdot 10^5$ МПа - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu=0,26-0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

Знак “минус” указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

Поэтому вычисляем коэффициент ψ_1 , учитывающий двухосное

напряженное состояние металла:
$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-108|}{2679}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-108|}{2679} = 0,736$$

Пересчитываем толщину стенки нефтепровода:

$$\delta = \frac{1 \cdot 5 \cdot 0,53}{2 \cdot (2679 \cdot 0,736 + 1 \cdot 5)} = 6,55 \text{ мм}$$

Таким образом, толщину стенки принимаем $\delta=7$ мм.

4.2 Расчет на прочность и устойчивость трубопровода

4.2.1 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Проверка прочности подземных трубопроводов ведется согласно п. 8.23 СНиП 2.05.06-85*.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производим из условия [33]:

$$|\sigma_{\dot{\delta}.N}| \leq \psi_2 \cdot R_1,$$

где $\sigma_{\text{пр}.N}$ – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}.N} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\hat{\epsilon}\ddot{o}}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\hat{\epsilon}\ddot{o}}}{R_1},$$

Кольцевые напряжения от внутреннего давления найдем по формуле:

$$\sigma_{\text{ки}} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{1 \cdot 5 \cdot 516}{2 \cdot 7} = 184 \text{ МПа}$$

Тогда

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{184}{2679}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{184}{2679} = 0,459$$

Величина продольных сжимающих напряжений равна:

$$\sigma_{\dot{\delta}.N} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_1},$$

					Расчетная часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\pi pN} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 32,5 + 0,3 \cdot \frac{1 \cdot 50 \cdot 10^5 \cdot 516}{2 \cdot 7} = -25 \text{ МПа}$$

$$\psi_2 \cdot R_1 = 0,459 \cdot 2679 = 1229,7 \text{ МПа}$$

Получили $|-25| \leq 122,97$ – условие устойчивости выполняется

4.2.2 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземного трубопровода

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma'_{i\delta}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_1} \cdot R_2^i;$$

$$\sigma'_{\varepsilon\delta} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_1} \cdot R_2^i,$$

где $\sigma'_{i\delta}$ – максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma'_{i\delta} \geq 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma'_{i\delta} < 0$) – определяемый по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\epsilon\delta}^i}{\frac{m}{0,9 \cdot k_f} \cdot R_2^i} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\epsilon\delta}^i}{\frac{m}{0,9 \cdot k_f} \cdot R_2^i},$$

где, R_2^H - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимаем равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{тек} = 350 \text{ МПа}$;

Для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба $\sigma_{i\delta}^i$, МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{i\delta}^i = \mu \cdot \sigma_{\epsilon\delta}^i - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_i}{2 \cdot r},$$

где r – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Нормативное значение кольцевых напряжений найдем по формуле:

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{P \cdot D_{\epsilon H}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{5 \cdot 516}{2 \cdot 7} = 184 \text{ МПа}$$

Находим коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{182,58}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{182,58}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 380} = 0,669$$

					Расчетная часть	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Находим максимальные продольные напряжения в трубопроводе:

$$\sigma_{п\ p1}^H = 0,3 \cdot 184,3 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 32,5 + \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,530}{2 \cdot 800} = 12,1 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{п\ p2}^H = 0,3 \cdot 184,3 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 32,5 - \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,530}{2 \cdot 800} = -148,5$$

МПа.

Дальнейший расчет ведем по наибольшему по модулю напряжению.

Вычисляем комплекс:

$$\psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = 0,521 \cdot \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 350 = 151,96 \text{ МПа}$$

Получаем, что $|-148,5| < 151,96$ МПа, то есть I условие выполняется.

II условие: $\sigma_{к\ c}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H = \frac{0,75}{0,9 \cdot 1,0} \cdot 350 = 291,7$ МПа выполняется,

так как $184,3 \leq 291,7$ МПа.

4.2.3 Проверка общей устойчивости трубопровода

Для суглинистого грунта принимаем $C_{гр}=10$ кПа, $\varphi_{гр}=20^0$, $\gamma_{гр}=19000$ Н/м³ по таблице 4.3. [37].

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

$$S \leq m_b \cdot N_{к\ c};$$

					Расчетная часть	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Находим внутренний диаметр, площадь поперечного сечения металла трубы и осевой момент инерции:

$$D_{\text{вн}} = 0,530 - 2 \cdot 0,007 = 0,516 \text{ м};$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,530^2 - 0,516^2) = 0,046 \text{ м}^2$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4),$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (0,530^4 - 0,516^4) = 3,9 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4$$

Продольное осевое усилие в сечении трубопровода найдем по формуле:

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кш}} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F$$

$$\Delta T = t_{\text{с}} - t_{\text{с.а.м}} = -10 - (-32) = 22^{\circ}\text{C}$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 184 + 12 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^8 \cdot 22] \cdot 0,046 = 42 \text{ МН.}$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы по формуле:

$$q_{\text{м}} = n_{\text{с.в.}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2);$$

где $n_{\text{с.в.}} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса, при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

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

$D_{\text{н}}$, $D_{\text{вн}}$ - соответственно наружный и внутренний диаметры трубы.

$$q_{\text{м}} = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,516^2) = 857,3 \text{ Н/м.}$$

Нагрузка от веса продукта, Н/м

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Нормативный вес транспортируемого газа в 1 м трубопровода q_{np} , $H/м$, следует определять по формуле:

$$q_{np} = 0,215 \rho_{np} g \frac{p_a D_{BH}^2}{zT},$$

где ρ_{np} – плотность природного газа при нормальных условиях (273,15 К и 0,1013 МПа), $кг/м^3$;

z – коэффициент сжимаемости газа;

T – абсолютная температура газа, К.

В случае природного газа допускается принимать:

$$q_{газ} = 10^{-2} p D_{BH}^2$$

где P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

D_{BH} – внутренний диаметр трубопровода, см.

$$q_{np} = 10^{-2} \cdot 5 \cdot 51,6^2 = 133,1 H / м ;$$

Нагрузка от веса изоляции трубопровода, $H/м$

Лента «Полилен» – четырехслойная лента на основе термосветостабилизированного полиэтилена и бутилкаучука, изготовленная методом со-экструзии – предназначена для изоляции при строительстве и ремонте подземных газонефтепродуктопроводов с целью защиты их от коррозии при температурах эксплуатации от $-60^{\circ}C$ до $+50^{\circ}C$.

Размеры ленты должны соответствовать нормам, указанным в табл. 4.2.

Таблица 4.2 – Размеры ленты «Полилен»

Наименование показателей	Норма
1	2
Толщина, мм	$0,63 \pm 0,05$
Ширина полотна в рулоне, мм	450 ± 5
Длина полотна в рулоне, м, не менее	170

Свойства ленты должны соответствовать нормам, указанным в табл. 4.3

Таблица 4.3 – Свойства ленты «Полилен»

Наименование показателей	Норма
1	2
Цвет	Черный
Прочность при разрыве, <i>H/cm</i>	81
Относительное удлинение при разрыве, %	440
Водопоглощение за 24ч, %	0,06
Температура хрупкости, °C, не ниже	-60
Удельное объемное электросопротивление, <i>Ом·м</i> , не менее	$1 \cdot 10^{13}$
Адгезия к праймированной стальной поверхности, <i>H/cm</i> , не менее	26
Адгезия к праймированной стали, после старения в воде в течение 1000 ч при 100°C, <i>H/cm</i> , не менее	15
Адгезия к праймированной стали, после старения на воздухе в течение 1000 ч при 100°C, <i>H/cm</i> , не менее	15

Обертка липкая полиэтилановая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -60°C до +50°C.

Размеры обертки должны соответствовать нормам, приведенным в таблице 4.4. Свойства обертки должны соответствовать нормам, указанным в таблице 4.5.

Таблица 4.4 – Размеры обертки Полилен-ОБ

Наименование показателей	Норма
1	2
Толщина, <i>мм</i>	0,63±0,05
Ширина полотна в рулоне, <i>мм</i>	450±5
Длина полотна в рулоне, <i>м</i> , не менее	170

Таблица 4.5 – Свойства обертки Полилен-ОБ

Наименование показателей	Норма
1	2
Цвет	Черный
Прочность при разрыве, <i>H/cm</i>	103

Относительное удлинение при разрыве, %	536
Водопоглощение за 24ч, %	0,05
Температура хрупкости, °С, не выше	-60
Адгезия обертки к полиэтиленовой стороне ленты, обертки, Н/см	4,0

Для изоляции трубопровода применяются импортные изоляционные липкие ленты. На газопроводах наиболее часто используют ленты типа «Полилен» (2 слоя ленты и 1 слой обертки).

$$q_{уз} = q_{л.п.} + q_{об} = n_{с.в.} \cdot q_{уз}^H = n_{с.в.} \cdot (q_{л.п.}^H + q_{об}^H),$$

где $q_{л.п.}^H$ – нормативное значение нагрузки от веса ленты, Н/м;
 $q_{об.}^H$ – нормативное значение нагрузки от веса обертки, Н/м.

$$q_{л.п.}^H = k_{уз} \pi D_H \delta_{л.п.} \rho_{л.п.} g;$$

$$q_{об}^H = k_{уз} \pi D_H \delta_{об} \rho_{об} g,$$

где $\delta_{л.п.}$, $\delta_{об}$ – толщина двух слоев ленты и одного слоя обертки соответственно, м;

$\rho_{л.п.}$, $\rho_{об}$ – плотность ленты и обертки соответственно, кг/м³.

$$q_{л.п.}^H = 2,3 \cdot \pi \cdot 0,53 \cdot 2 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 \cdot 9,80665 = 49,8 \text{ Н / м};$$

$$q_{об}^H = 1,09 \cdot \pi \cdot 0,53 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028 \cdot 9,80665 = 26,74 \text{ Н / м};$$

$$q_{уз} = 0,95 \cdot (49,8 + 26,74) = 72,7 \text{ Н / м}.$$

Таким образом, нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым газом определится по формуле:

$$q_{мп} = q_m + q_u + q_{np} = 857,3 + 72,7 + 133,13 = 1063,14 \text{ Н/м}.$$

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

$$P_{г.р} = \frac{2 \cdot n_{г.р} \cdot \gamma_{г.р} \cdot D_H \cdot \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) \right] + q_{г.р}}{\pi \cdot D_H}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

где $n_{гр}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8;

$\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта (песок средней крупности) $\gamma_{гр}=23000 \text{ Н/м}^3$ [2, табл. 4.3.]

$h_0=0,8$ – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта;

$q_{гр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода;

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) \right] + 1063,14}{3,14 \cdot 0,53} = 1805,7$$

Па.

Сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{гр}),$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,53 \cdot (10000 + 1805,7 \cdot \operatorname{tg} 20^\circ) = 17736 \text{ Па};$$

Сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины определим по формуле:

$$q_{верт} = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \cdot \left(h + \frac{D_H}{2} - \frac{\pi \cdot D_H}{8} \right) + q_{гр}$$

$$q_{верт} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \cdot \left(0,8 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,53}{8} \right) + 1039,13 = 7942,9 \text{ Н/м.}$$

Продольное критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом находим по формуле:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3},$$

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[11]{17736^2 \cdot 7942,9^4 \cdot 0,046^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6)^5 \cdot (3,9 \cdot 10^{-4})^3} = 5,92 \text{ МН};$$

Находим произведение:

$$m_b \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 5,92 = 4,44 \text{ МН};$$

Получили $4,2 < 4,44$ МН – условие общей устойчивости выполняется.

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

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J},$$

где $k_0 = 2$ МН/м³ – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии. [37, табл.4.6];

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 3,9 \cdot 10^{-4}} = 18,5 \text{ МН};$$

$$m_b \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 18,5 = 13,88 \text{ МН};$$

$$4,2 < 13,88 \text{ МН}$$

Условие общей устойчивости выполняется со значительным запасом.

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом по формуле:

$$\theta_B = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{верт}}{E \cdot J}}},$$

$$\theta_B = \frac{1}{800 \cdot \sqrt[3]{\frac{7942,9}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 3,9 \cdot 10^{-4}}}} = 0,027$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}}$$

$$Z_{\beta} = \frac{\sqrt{\frac{17736 \cdot 0.046}{7942,9 \cdot 3,9 \cdot 10^{-4}}}}{\sqrt[3]{\frac{7942,9}{2.06 \cdot 10^{11} \cdot 3,9 \cdot 10^{-4}}}} = 351$$

По номограмме определяем коэффициент $\beta_N = 29$ [37, рис.4.2].

Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие:

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J},$$

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = 29 \cdot \sqrt[3]{7942,9^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 3,9 \cdot 10^{-4}} = 4,98 \text{ МН.}$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{\text{верт}} \cdot \rho_n,$$

$$N_{\text{кр}}^{(4)} = 0.375 \cdot 7942,9 \cdot 800 = 2,383 \text{ МН.}$$

Из двух найденных значений выбираем меньшее. Для него

$$m_{\phi} \cdot N_{\text{кр}}^{(4)} = 0,75 \cdot 2,383 \cdot 10^6 = 1787 \text{ МН.}$$

Т. к $4,2 < 1,79$ то условие устойчивости криволинейных участков не выполняется. Поэтому необходимо либо лучше спланировать дно траншеи, увеличив радиус упругого изгиба трубопровода, либо увеличить толщину стенки трубопровода.

Первый путь трудноосуществим. Поэтому принимаем решение увеличить толщину стенки трубопровода до 9 мм и пересчитаем все величины.

					Расчетная часть	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sigma_{\kappa\lambda} = \frac{n \cdot P \cdot D_{\text{BH}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{1 \cdot 5 \cdot 512}{2 \cdot 9} = 142,2$$

$$\sigma_{\kappa\lambda}^H = \frac{P \cdot D_{\text{BH}}}{2 \cdot \delta_H} = \frac{5 \cdot 512}{2 \cdot 9} = 142,2$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - D_{\text{BH}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,530^2 - 0,512^2) = 0,01 \cdot \text{M}^2$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{\text{BH}}^4),$$

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_H^4 - D_{\text{BH}}^4) = \frac{3,14}{64} \cdot (0,530^4 - 0,512^4) = 49,97 \cdot 10^{-5} \text{M}^4$$

$$S = [(0,5 - 0,3) \cdot 142,2 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 22] \cdot 0,0014 = 1,16$$

$$q_M = 0,95 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,53^2 - 0,512^2) = 1098$$

$$q_{np} = 10^{-2} \cdot 5 \cdot 51,2^2 = 131,07 \text{H} / \text{M}$$

$$q_{mp} = q_M + q_u + q_{np} = 1098 + 72,7 + 131,07 = 1301,77 \text{H/м.}$$

$$P_{rp} = \frac{2 \cdot 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \cdot \left[\left(0,8 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) \right] + 1301,77}{3,14 \cdot 0,53} = 1949,1$$

$$P_0 = 3,14 \cdot 0,53 \cdot (10000 + 1949,1 \cdot tg 20^\circ) = 17822,6$$

$$q_{\text{вепт}} = 0,8 \cdot 19000 \cdot 0,53 \cdot \left(0,8 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,53}{8} \right) + 1301,77 = 8205,6$$

$$N_{kp}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[3]{17822,6^2 \cdot 8205,6^4 \cdot 0,014^2 \cdot (2,06 \cdot 10^5 \cdot 10^6)^5 \cdot (49,97 \cdot 10^{-5})^3} = 5,17$$

$$m_0 \cdot N_{kp} = 0,75 \cdot 5,17 = 3,88 \text{МН};$$

Получили $1,16 < 3,88 \text{ МН}$ – условие общей устойчивости выполняется.

$$N_{kp}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 0,53 \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 49,97 \cdot 10^{-5}} = 2,1 \text{МН};$$

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

$$m_b \cdot N_{кр} = 0,75 \cdot 185 = 1,575 \text{ МН};$$

$$1,16 < 1,575 \text{ МН}$$

Условие общей устойчивости выполняется.

$$\theta_B = \frac{1}{800 \cdot \sqrt[3]{\frac{8205,6}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 49,97 \cdot 10^{-5}}}} = 0,029$$

$$Z_B = \frac{\sqrt{\frac{17822,6 \cdot 0,014}{8205,6 \cdot 49,97 \cdot 10^{-5}}}}{\sqrt[3]{\frac{8205,6}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 49,97 \cdot 10^{-5}}}} = 181,3$$

По номограмме определяем коэффициент $\beta_N = 22,5$

$$N_{кр}^{(3)} = 22,5 \cdot \sqrt[3]{8205,6^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 49,97 \cdot 10^{-5}} = 4,29 \text{ МН.}$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho_n,$$

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot 8205,6 \cdot 800 = 2,46 \text{ МН.}$$

Из двух найденных значений выбираем меньшее. Для него

$$m_b \cdot N_{кр}^{(4)} = 0,75 \cdot 2,46 \cdot 10^6 = 1,85 \text{ МН}$$

1,16 < 1,85 то условие устойчивости криволинейных участков выполняется.

4.2.4 Расчет устойчивости трубопровода против всплытия

Рассмотрим подземный участок трубопровода на заболоченной местности. Длина участка 258 м.

Исходные данные:

					Расчетная часть	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Труба D=530 x 7 мм;

Толщина изоляционной ленты Полилен = 0,63 мм; толщина обертки Полилен ОБ = 0,65 мм. Изоляция (обертка) двухслойная.

Наружный диаметр футировки:

$$D_{из} = D_n + 2 \cdot \delta_{из} + 2 \cdot \delta_{об} = 530 + 2 \cdot 0,63 + 2 \cdot 0,65 = 533 \text{ мм}$$

Расчетная выталкивающая сила воды:

$$q_e = \rho_e \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot D_{из}^2 = 11509,81 \cdot \frac{3,140,533}{4} = 2516 \text{ Н/м}$$

где ρ_e – плотность воды, с учетом содержания солей и механических примесей, $\rho \approx 1100 \dots 1150 \text{ кг/м}^3$.

Пересчитаем величину угла поворота оси в радианы

$$\beta = \frac{10 \cdot 3,14}{180} = 0,174$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при вогнутом изгибе:

$$q_{изг} = \frac{32 \cdot E \cdot I}{9 \cdot \beta^2 \cdot \rho_{и}^3} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 3,9 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot 0,174^2 \cdot 800^3} = 4,6 \text{ Н/м}$$

Нормативный вес балластировки в воде

$$q_{бал.в.}^н = \frac{1}{n_\delta} \cdot (k_{н.в.} \cdot q_e + q_{изг} + P_y + \frac{P_x}{k} - q_{пр} - q_{доп}) = \frac{1}{0,9} \cdot (1,05 \cdot 2516 + 4,6 - 106) = 175 \text{ Н/м}$$

Где $n_\delta = 0,9$ коэффициент надежности по нагрузке для железобетонных грузов; $k_{н.в.} = 1,05$ коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия через болота по таблице 4.7 [37].

					Расчетная часть	Лист
						91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При использовании грузов типа УБО в соответствии таблицы 4.7 [37]

$$m_{\Gamma}=1725 \text{ кг}, \rho_{\text{б}}=2300 \text{ кг/м}^3$$

$$L_{\Gamma} = \frac{m_{\Gamma} \cdot g}{q_{\text{б а л, в}}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{б}}}\right) = \frac{1725 \cdot 9,81}{1759} \cdot \left(1 - \frac{1150}{2300}\right) = 4,8 \text{ м}$$

Общее необходимое число грузов

$$N_{\Gamma} = \frac{l_{\Gamma}}{L_{\Gamma}} = \frac{258}{4,8} = 53,7;$$

Понадобится 54 комплекта.

4.3 Оценка малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещины

Исходные данные:

- рабочее давление в трубопроводе $p = 5$ МПа; при остановке $p = 0,1$ МПа;
- диаметр наружный – 530 мм;
- установленная диагностикой минимальная номинальная толщина стенки в зоне дефекта $t = 9$;
- установленный внутритрубной диагностикой дефект - риска с закругленными краями глубиной $b = 1$ мм и шириной $d = 0,5$ мм, радиус закругления $\rho = 0,5$ мм;
- механическими испытаниями установлены следующие характеристики стали 09Г2С:
 - предел прочности $\sigma_{\text{в}} = 500$ МПа;
 - предел текучести $\sigma_{\text{т}} = 350$ МПа;
 - истинные деформации при разрыве $e_{\text{к}} = 0,233$;
 - истинные напряжения при разрыве $\sigma_{\text{к}} = 610$ МПа;

					Расчетная часть	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- относительное равномерное сужение $\psi_B = 20 \%$;
- диаграмма истинных напряжений и деформаций растяжения $\sigma_i = f(e_i)$;
- режим нагружения - мягкий, асимметричный с коэффициентом асимметрии $r = 0,02$;
- модуль упругости стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;
- число циклов нагружения за 1 год $N_2 = 160$.

Рассчитывается предел усталости по формуле:

$$\sigma_{-1} = 0,4\sigma_B$$

σ_{-1} - предел усталости металла при симметричном нагружении:

$$\sigma_{-1} = 0,4\sigma_B = 0,4 \cdot 500 = 200 \text{ МПа.}$$

Определяется показатель мягкого циклического нагружения:

$$\chi_2 = 12 \cdot \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_B} - 0,35 = 12 \cdot \frac{350}{500} - 0,35 = 0,4\epsilon$$

Вычисляются максимальные кольцевые напряжения в стенке трубы без учета концентрации напряжений:

$$\sigma_{\text{к макс}} = n \cdot \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = 1 \cdot \frac{5 \cdot 0,512}{0,018} = 142,2$$

Вычисляются минимальные кольцевые напряжения без учета концентрации напряжений:

$$\sigma_{\text{к мин}} = n \cdot \frac{p \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta} = 1 \cdot \frac{0,1 \cdot 0,512}{0,018} = 2,8\epsilon$$

Вычисляется коэффициент концентрации напряжений для риски [20]:

$$\alpha_\sigma = 1 + 2 \sqrt{\frac{b}{\rho} \cdot \frac{\delta}{\delta - b}} = 1 + 2 \sqrt{\frac{1}{0,5} \cdot \frac{9}{9 - 1}} = 4,1\epsilon$$

					Расчетная часть	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитываются максимальные и минимальные напряжения в концентраторе (риске):

$$\sigma_{\max} = a_{\sigma} \cdot \sigma_{\text{кцmax}} = 4,18 \cdot 142,2 = 594,4 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\min} = a_{\sigma} \cdot \sigma_{\text{кцmin}} = 4,18 \cdot 2,84 = 11,87 \text{ МПа}.$$

С использованием графика зависимости истинных напряжений от деформаций $\sigma_i = f(e_i)$ определяем истинные деформации при максимальных и минимальных напряжениях:

$$e_{\max} = 0,002$$

$$e_{\min} = 0,0$$

Вычисляются амплитуда деформации в вершине дефекта (e_a) и средняя деформация цикла (e_{cp}):

$$e_a = \frac{e_{\max} - e_{\min}}{2} = \frac{0,002 - 0,0}{2} = 0,001$$

$$e_{cp} = \frac{e_{\max} + e_{\min}}{2} = \frac{0,002 + 0,0}{2} = 0,001$$

Вычисляется истинная деформация в вершине дефекта с учетом асимметрии циклов нагружения [20]:

$$e_a = \frac{e_a}{1 - \frac{e_{cp}}{e_k}} = \frac{0,001}{1 - \frac{0,001}{0,233}} = 0,001$$

Из уравнения Менсона - Коффина [20] для данного случая (4.1) определяется число циклов до зарождения трещины:

$$e_a = \ln\left(\frac{1}{1 - \psi}\right) \cdot N_3^{-0,5} + \frac{\sigma_{-1}}{E} \quad (4.1)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

$$N = 0,49 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1}{1-\psi}\right)}{e_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}}} = 0,49 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1}{1-0,2}\right)}{0,001 - \frac{200}{2,1 \cdot 10^8}}} = 335 \text{ цикло}$$

Определяется долговечность по зарождению трещины:

$$T = \frac{N}{N_2} = \frac{335}{160} = 2,09 \text{ год}$$

T=7-8 лет

5 Производственная и экологическая безопасность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов

Магистральные газопроводные конструкции Республики Саха (Якутия) являющиеся автономными энергетическими системами впервые построены и эксплуатируются в зоне распространения вечномёрзлых грунтов.

В настоящее время газопроводная система Республики составляет в общей сложности около 1400 км. магистральных газопроводов. Добычей и транспортировкой газа до г. Якутска и ряда других населенных пунктов занимается ГП “Якутгазпром”.

Климат территории прохождения исследуемого газопровода представляет собой одну из сложнейших, естественных преград, создающих экстремальные условия для работоспособности газопровода.

5.1 Техника безопасности в районах крайнего севера

Для всех работающих на Крайнем Севере должны быть созданы условия, обеспечивающие нормальную жизнедеятельность организма и нормальные условия труда и отдыха.

					Расчетная часть	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5.2 Производственная безопасность

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при эксплуатации линейной части магистрального газопровода

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003. – 74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Земляные работы; Погрузочно-разгрузочные работы; Очистные работы; Сварочно-монтажные работы; Изоляционные работы.	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2.Пожаро- и взрывоопасность. 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке	ГОСТ 12.1.010–76 [19] ГОСТ 12.1.011–78 [20] ГОСТ 12.1.019–79 [21] ГОСТ 12.1.003–83 [22] ГОСТ 12.1.005–88 [23] ГОСТ 12.1.004–91 [24]

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

В холодный период года допустимая температура воздуха 19,1-22,0⁰С.

В теплый период года допустимая температура воздуха 21,1-27,0⁰С.

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

2. Превышение уровней шума.

Шум – это беспорядочное сочетание звуков различной частоты.

Высокомощные газоперекачивающие агрегаты, насосы, компрессоры, дизельные установки, двигатели внутреннего сгорания, электродвигатели, сепараторы и другое технологическое оборудование при работе создают шум, значительно превышающий предельно допустимые величины уровня шума, регламентированные ГОСТ 12.1.003-83, ГН 2.2.4/2.1.8.562-96, ГН 2.2.4/2.1.8.566-96 и ГН 2.2.4/2.1.8.583-96.

Природоохранная служба обязана принимать непосредственное участие в проведении мероприятий, снижающих шумовое воздействие предприятия, таких как:

- внедрение малозумных технологий;
- звукоизоляция оборудования;
- установка глушителей, противозумных экранов и кабин;
- ограничение скорости движения технологических сред по трубопроводам;
- обработка трубопроводов противозумными мастиками;
- организация контроля уровня шума за санитарно-защитной зоной в близлежащих населенных пунктах;
- архитектурно-планировочные мероприятия для вновь строящихся установок и сооружений - ориентация шумных агрегатов боковой стороной в направлении жилого поселка;
- мероприятия по снижению шума на путях его распространения - земляные насыпи высотой 3-12 м с защитным акустическим экраном и с

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

кустарником, высаженным на поверхности насыпи, обращенной к источнику шума; лесозащитные полосы на возвышенных участках рельефа.

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) эквивалентный уровень шума (звука) не должен превышать 80 дБА.

Средства индивидуальной защиты:

- наушники;
- ушные вкладыши.

3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

Природный газ бесцветен, значительно легче воздуха, малотоксичен если не содержит вредных примесей более допустимых норм.

Если природный газ очищен в соответствии с требованиями ОСТ 51.81—82, «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы», его свойства мало отличаются от свойств метана.

Примеси тяжелых углеводородов изменяют свойства природного газа: повышают его плотность; снижают температуру воспламенения (НКПВ), а следовательно, и допустимое объемное содержание газа в воздухе рабочей зоны; при значительном их содержании в газе придают ему запах бензина; снижают минимальную энергию зажигания.

5.2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

1. Электрический ток.

					Производственная и экологическая безопасность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		98

Источником поражения электрическим током могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

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

Значение силы тока в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82 ССБТ и быть не более 50 мА.

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

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

2. Пожаро– и взрывоопасность.

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

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

5.3 Защита в чрезвычайных ситуациях (ЧС)

Перечень возможных ЧС:

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения или ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии по причине износа уплотнительного устройства, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность газовыделения с последующим возгоранием и взрывом.

Для снижения риска возникновения ЧС проводятся следующие мероприятия:

- периодически анализ воздуха на содержание углеводородов;
- техническая диагностика оборудования, а так же его техническое обслуживание и ремонт;
- замена физически и морально устаревших приборов контроля и сигнализации на современные новые;
- проведение периодических и внеочередных инструктажей с обслуживающим персоналом.

Последовательность действий при разгерметизации оборудование с выделением газов в результате ЧС: остановить агрегаты => принять меры по предупреждению возгорания газа (исключение всех источников искры или

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

открытого огня, быстрое проветривание и эвакуация => устранить повреждения агрегатов.

Технолог должен знать и соблюдать гражданский и трудовой кодексы и налоговое законодательство Российской Федерации. Работа вахтовым методом регламентирована главой 47 трудового кодекса Российской Федерации (ст. 297–302)

(1) Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

(2). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за

					Производственная и экологическая безопасность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы в федеральных государственных органах, федеральных государственных учреждениях устанавливаются нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Ямало-Ненецкого и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Ямало-Ненецкого и приравненных к ним местностях; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Ямало-Ненецкого, –24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам, Ямало-Ненецкого –16 календарных дней .

					Производственная и экологическая безопасность	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

6 Организационно-экономическая часть

Система управления целостность ГТС проектируется как вертикально-интегрированное решение, в котором информация по текущему техническому состоянию производственного объекта, выработка рекомендаций и осуществление мероприятий по надежности эксплуатации производятся по результатам диагностического обследования оборудования и трубопроводов с использованием инструментов управления рисками, моделирования и прогнозирования на основании данных технической диагностики. Отличительной чертой этой системы является то, что одним из объектов управления здесь являются внеплановые потери, снижения уровня которых можно достичь за счет управления техническим состоянием производственных объектов ГТС. Управление техническим состоянием и целостностью опасного производственного объекта подразумевает его эксплуатацию с определенным уровнем риска аварии в течение определенного срока, а также проведение работ по снижению уровня риска на объекте.

Целью экономического расчета является расчет стоимости проведения операции по установки подсистемы мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводных обвязок газокompрессорной станции.

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дат</i>	Экономическая часть	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>	<i>Лян Юэ</i>							
<i>Руковод.</i>	<i>Саруев А.Л.</i>							
<i>Консульт</i>								
<i>Зав. каф</i>	<i>Бурков П.В</i>							
						ТПУ ТХНГ гр.2БМ5Б 103		

6.1 Расчет затрат на необходимые для проведения технической диагностики материалы

При расчете затрат на установку подсистемы мониторинга учитывается, что работы будут происходить на площадках газокompрессорной станции. Для правильно функционирования автоматизированной системы мониторинга необходимо наличие основных материалов, такие как подсистема мониторинга напряженно-деформированного состояния СДН-НДС, Оборудование сетевое (цеховой уровень) СОЦ, оборудование сетевое (агрегатный уровень) СОА, место автоматизированное рабочее АРМ-01. Расчет потребности необходимого оборудования и материалов представлен в таблице 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 – Расчет расходов на оборудование

Ресурсы	Количество	Стоимость за ед., руб.	Стоимость комплекта, руб.
Подсистема мониторинга напряженно-деформированного состояния СДН-НДС	1	1788182	1788182
Оборудование сетевое (цеховой уровень) СОЦ	1	1622905	1622905
Оборудование сетевое (агрегатный уровень) СОА	1	2061133	2061133
Место автоматизированное рабочее АРМ-01	1	1115510	1115510
Итого:	-	-	6587730

Таблица 6.2 – Расчет затрат на материалы

Наименование	Затраты, руб.
Моющие средства	100
Хозяйственный инвентарь	500
Полотенца	750
Средства гигиены	200
Спецодежда	56000
Итого:	57750

6.2 Расчет времени 6.1 Расчет затрат на необходимые для проведения технической диагностики материалы

Рассчитаем время проведения технологических операций. Также необходимо принять во внимание, что работы по установки системы мониторинга проводятся на газокompрессорной станции. Результаты расчета представлены в таблице 4.3

$$N_{\text{ч}} = \sum_{i=1}^9 T_i; \quad (4.1)$$

6.3 – Расчет времени проведения технологических операций

№	Вид операции	Норма времени, час			
		Подсистема мониторинга напряженно-деформированного состояния СДН-НДС	Оборудование сетевое (цеховой уровень) СОЦ	Оборудование сетевое (агрегатный уровень) СОА	Место автоматизированное рабочее АРМ-01
T ₁	Проверка комплектности системы	2	2	2	2
T ₂	Проверка внешнего состояния и	8	8	8	8
Экономическая					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	105

Таблица 6.4 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Кол-во	Месячная норма амортизации %	Норма амортизации в месяц, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Время работы, час.	Сумма амортиз., руб.
Подсистема мониторинга напряженно-деформированного состояния СДН-НДС	1788182		2,78	6833,33	9,49	23	193,61
Оборудование сетевое (цеховой уровень) СОЦ	1622905	1	2,08	16458,33	22,86	31	1066,13
Оборудование сетевое (агрегатный уровень) СОА	2061133	1	2,08	8333,33	11,57	31	539,81
Место автоматизированное рабочее АРМ-01	1115510	1	1,04	8333,33	11,57	31	4,17
Итого	1818,05						

6.4 Расчет затрат на оплату труда

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда; надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 4.5 – Расчет заработной платы

Должность	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер ЦКГ	8	1	245	31	11426,8	12569,4	23996,2
Оператор ТУ	6	2	160	31	7462,4	8208,6	15671
Оператор ТУ	5	2	154	31	7182,56	7900,8	15083,4
Сварщик	5	2	110	31	5130,4	5643,4	10773,8
Итого		11			38944,4	42838,8	144859,1

6.5 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на нефтепромысле при проведении технической диагностики трубопровода представлены в таблице 6.6.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с

					Экономическая часть	Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

тарифом 0,4 для предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код ОКВЭД – 11.20.4)

Таблица 6.6 – Расчет страховых взносов

Показатель	Мастер ЦКГ	Оператор ТУ 6 разряд	Оператор ТУ 5 разряда	Сварщик 5 разряд
Количество работников	1	2	2	2
ЗП, руб.	23996,2	15671	15083,3	10773,8
ФСС (2,9%)	695,8	454,4	437,4	312,4
ФОМС (5,1%)	1223,8	799,2	769,2	549,4
ПФР (22%)	5279,1	3447,6	3318,3	2370,2
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,4%)	95,9	62,6	60,3	43
Всего, руб.	7294,8	4763,9	4585,3	3275,2
Общая сумма, руб.	44037			

6.6 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение технологического мероприятия (Таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Затраты на установку подсистемы мониторинга НДС ТПО

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Затраты на оборудование	6587730
Затраты на материалы	57750
Амортизационные отчисления	1818,1
Оплата труда	144859,2
Страховые взносы	44037
Накладные расходы (20%)	336314,6
Всего затрат:	7172508,9

Вывод: затраты на установку подсистемы мониторинга напряженно-деформированного состояния на трубопроводные обвязки газокompрессорной станции составят **7172508,9**рублей.

					Экономическая часть	Лист
						110
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

Как было отмечено выше, часть системы газопроводов Якутии имеет эксплуатационный возраст 20 и более лет, общее техническое состояние линейной части этих газопроводов с каждым годом ухудшается, так как эксплуатационный ресурс практически исчерпан. Постоянное накопление дефектов за многолетний период эксплуатации резко увеличило интенсивность отказов газопровода. По проведенной оценке малоцикловой долговечности, установлен срок службы участка газопровода Мастах-Берге-Якутск с дефектом в виде риски.

В ходе работы большое внимание уделено взаимодействию газопровода с многолетнемерзлыми грунтами. Некоторые многолетнемерзлые грунты в оттаявшем состоянии относиться к слабым грунтам, которые принято называть болотами. По результатам расчета устойчивости против всплытия заболоченного участка длиной 258 м трассы Мастах-Берге, определено необходимое число грузов типа УБО для надежной работы газопровода.

Опираясь метод расчета КНР и определение остаточной толщины стенки трубопровода и прогнозирование остаточного ресурса трубопровода

Обследования линейной части газопроводов Якутии показывают, что вследствие недостаточного учета специфики эксплуатации газопроводов, допущенных отступлений от проектов при сооружении многие участки газопровода находятся в неудовлетворительном состоянии и в ряде случаев требуют реконструкции, и находятся они в равной мере как в улучшении качества труб, так и в технологии строительства.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дат			
Разраб.		Лян Юэ			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Саруев А.Л.				1	1
Консульт					Заключение		
Зав. каф		Бурков П.В					
					ТПУ ТХНГ зр.2БМ5Б		

Список использованной литературы

- 1 Большаков А.М., Левин А.И., Лыглаев А.В. Оценка надежности труб и сосудов высокого давления по критериям хладостойкости.// Наука и образование. 1998.-№4.-С.32-34.
- 2 Большаков А.М. Методика оценки остаточного ресурса магистральных газопроводов.// Газовая промышленность, 2010, №7,с. 57-58.
- 3 Большаков А.М. Анализ разрушений и дефектов в магистральных газопроводах и резервуарах Севера// Газовая промышленность, 2010, №5, с. 52-53.
- 4 Бородавкин П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве. - М.,Недра,1976.-с.224.
- 5 Бородавкин П.П. Подземные магистральные газопроводы. (Проектирование и строительство).-М.:Недра,1982.- 384 с.
- 6 ВРД 39-1.10-006-2000. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов.
- 7 Газопровод Средневилуйское месторождение - газопровод Таас-Тумус - Якутск/ Техно-рабочий проект. ЮЖГИПРОТРУБОПРОВОД. Киев, 1972. 117с.
- 8 Газопровод Средневилуйское месторождение Мастах-Берге-Якутск/ Техно - рабочий проект. УКРГАЗПРОЕКТ. Киев, 1993. 89с.
- 9 Гайденко Е.И., Константинов И.П. Особенности работы газопровода Мастах-Якутск. //Газовая промышленность,1989,№7,с.39-41.
- 10 ГОСТ 27.002-89. «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».
- 11 ГОСТ 1497-73. Металлы. Методы испытания на растяжение. –М.: Изд. стандартов, 1981. -30 с.
- 12 ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

- 13 ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 14 ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.
- 15 ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
- 16 ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 17 Димов Л.А. Анализ расчета при проектировании общей устойчивости магистральных газопроводов в слабых обводненных грунтах.// Газовая промышленность, 2011, №11, с.84-86.
- 18 Красовский А.Я. Хрупкость металлов при низких температурах. – Киев.: Наукова думка, 1980. –337 с.3-53.
- 19 Кузьмин В.Р. Прохоров В.А., Борисов А.З. Усталостная прочность металлов и долговечность элементов конструкций при нерегулярном нагружении высокого уровня.- М: Машиностроение, 1998.- 256с.
- 20 Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001, с. 231.
- 21 Ларионов В.П., Корнев И.А., Левин А.И., Большаков А.М. Критерии механики разрушения в оценке надежности и безопасности трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера.// Сб. докл. междунар. конф. «Оценка и обоснование продления ресурса элементов конструкций» /Отв.ред.В.Т.Троценко: В2т.-Киев,2000.-Т.1.-С.35-42.
- 22 Ларионов В.П., Левин А.И., Большаков А.М. Применение механики разрушения для оценки параметров надежности труб и сосудов северного исполнения // Заводская лаборатория.-2001.-№10.-С.38-43.
- 23 Левин А.И., Большаков А.М. Определение функции безотказной работы тонкостенных металлоконструкций при низких температурах эксплуатации.// Промышленное и гражданское строительство. -2000. -№10. - С.28-29.

- 24 Левин А.И., Петров З.Е., Федоров С.П. Автоматизация натуральных испытаний труб и сосудов высокого давления и перспективы ее развития // В кн.: Испытания металлических материалов и конструкций при климатически низких температурах. – Якутск: ЯНЦ СО АН СССР, 1990. - С.18-21.
- 25 Лыглаев А.В., Левин А.И., Корнев И.А., Черемкин М.К., Большаков А.М. Эксплуатация магистральных газопроводов в условиях Севера // Газовая промышленность. - 2001.-№8.-С.37-40.
- 26 Мазур И.И., Иванцов О.М., Молдаванов О.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. – М.: Недра. -75с.
- 27 Махутов Н.А. Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкций на прочность. -М.: Машиностроение. 1981. - 272с.
- 28 Обследование изменений мерзлотных условий и состояния газопроводов Якутии/ Заключительный отчет по НИР. Институт Мерзлотоведения СО АН СССР. Якутск,1985.-79с.
- 29 Обследование мерзлотных условий и состояние газопроводов Таас-Тумус-Якутск-Покровск и Мастах-Бэргэ. Отчет по НИР. – Якутск .:АН СССР СО Институт мерзлотоведения, 1984.-65с.
- 30 Партон В.З., Морозов Е.М. Механика упруго-пластического разрушения. - М.: Наука, 1985.- 504 с.
- 31 РД 51-4.2.-003-97 Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов./ ОАО Газпром. – М.1997, с. 102.
- 32 Сапунов В.Т. Прочность поврежденных трубопроводов. Течь и разрушение трубопроводов с трещинами. – М.: КомКнига, 2005. – 187 с.
- 33 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы/ Гострой СССР.- М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988.-52с.
- 34 СНиП П-6-74. Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования.- М.1963,с.15

35 СНиП Ш-18-75. Металлические конструкции. Правила производства и приемки работ /Госстрой СССР.- М.: Стройиздат. 1976.- 161 с.

36 СТО Газпром 2-3.5-045-2006. Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

37 Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002 – с.652.

38 Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.:Недра,2000-с.467.

39 Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.:Недра,1990-с.180.

40 Черепанов Г. П. Механика хрупкого разрушения. - М.: Наука, 1974.-640 с.

41 Шапошникова Ю.Н. Проблема экологической безопасности трубопроводов для транспортировки нефти, газа и нефтегазопродуктов.// Интернет журнал Технологии техносферной безопасности. – 2010, №1.

Pipeline Failure Causes

There are many causes and contributors to pipeline failures. The U. S. Department of Transportation's Research and Special Programs Administration, Office of Pipeline Safety (RSPA/OPS) compiles data on pipeline accidents and their causes.

This combined data for 2002-2003 indicate that "outside force" damage contributes to a larger number of pipeline accidents and incidents than any other category of causes, if all accidents involving hazardous liquid, natural gas transmission, and natural gas distribution pipelines are considered together. When hazardous liquid pipeline data is considered separately, corrosion contributes to a higher number of accidents than other categories.

Outside force damage can include the effects of: earth movement, lightning, heavy rains and flood, temperature, high winds, excavation by the operator, excavation by a third party, fire or explosion external to the pipeline, being struck by vehicles not related to excavation, rupture of previously damaged pipe, and vandalism. The data show that for hazardous liquid pipelines and gas transmission pipelines, the largest portion of outside force damage results from excavation damage. This may occur when excavation activity occurring near the pipeline causes an accidental hit on the line. The range of excavation damage runs from damage to the external coating of the pipe, which can lead to accelerated corrosion and the potential for future failure, to cutting directly into the line and causing leaks or, in some cases, catastrophic failure.

Gas Pipeline Failures

MISHAP98 models three types of fire that may result from the failure of a gas pipeline. They are:

- A Fireball.
- A Vertical Jet-fire.

- A Flash-fire.

Fireball

If the release ignites immediately MISHAP98 assumes that a fireball will occur. To determine its size, the program integrates the flow rate from the pipeline over the initial time steps, comparing at each time the total mass released with the output of a correlation which expresses the mass that is consumed in a fireball of that duration. Initially the flow from the pipeline is more than can be consumed, but after a time, almost invariably less than 30 seconds, the two masses become equal. It is this mass which MISHAP98 declares as the “fireball mass”.

There is a choice of mass/duration correlations; for these studies the FLAMCALC correlation was selected, with the substance specific A-value. With this choice the correlation is:

$$M = \text{Max} [(29t / 4.5A)^3, (29t / 8.2A)^6]$$

where M is the mass in tonnes, t the duration in seconds and A the substance-specific factor.

For these studies, flags were set to constrain the fireball mass to less than 300 tonnes and its duration to less than 30 seconds, but in all except one of the cases considered these upper limits were not reached.

The thermal radiation flux is then calculated assuming the fireball to be a spherical emitter just touching the ground. For these studies the surface emissive power was taken as 270 kW/m² or 200 kW/m² depending on whether the fireball mass was less than or greater than 125 tonnes, and the atmospheric humidity was generally taken as 60%, but varied in individual cases as described later.

Jet-fire

If the release is ignited, then a jet-fire is always assumed to occur. The flame length and emissive power are calculated using the Chamberlain correlation on the basis of the flow rate after 30 seconds, although the user has the option of choosing flow rates at other times up to 900 seconds. The flame is partitioned into 5 sections and the top four sections are modelled as point emitters, placed as follows:

Height of Emitter %age of flame height	Power of Emitter %age of total flux
90	47.87
70	29.78
50	15.96
30	6.39

The lower 20% is a lift off region where the gas is assumed to be at such a high concentration that it cannot ignite and therefore does not radiate. Thermal flux from each different section is based on the assumptions that only a fraction, FS, of the total combustion energy appears as radiation. This fraction is given by the equation:

$$FS = 0.11 + 0.21.e(-0.00323.UJet)$$

Where Jet is the jet velocity the jet-fire is assumed to be tilted in the wind by an amount that depends upon the ratio of the jet velocity and the wind-speed.

Flash-fire

Because it is generally agreed that for major failures of methane pipelines a flash fire is very unlikely to occur, very little time has been spent evaluating the flash-fire model. A flash-fire is assumed to occur if the gas does not ignite close to the break. Implicit in the model is that the gas jet loses all its momentum at the break and then drifts in the wind. As it drifts, it is assumed to mix with air to form a cloud, the edges of which are assumed to lie at the lower flammable limit of the gas (5% for methane). It is further assumed that if the cloud reaches a source of ignition, there will be 100% casualties within the area bounded by the lower flammable limit contour.

Pipeline rupture

A pipeline rupture is handled in a similar fashion to a hole, except that its dimensions are set so that the area of the exit orifice is made equal to twice the area of the pipeline. This means that the radius of the exit hole is set equal to root 2

times the internal radius of the pipeline. The direction of the gas leaving the pipeline is assumed to be vertical.

From the observed burn patterns, it was determined that:-

- The worst damage is always downstream.
- Sometimes there is damage upstream.
- The wind direction has very little effect on the pattern of burn.
- Ruptures generally result in jet-fires close to the ground.

Attempts were made to correlate the burn patterns with the various pipeline parameters (as described in Appendix S), but this was not successful because reliable data on such parameters as temperatures (both of the gas and the atmosphere), air humidity and so on were not always available.

It should also be borne in mind that the number of cases studied was restricted and there may well be incidents where the following conclusions do not apply. However, it was found that, in general, the observed burn patterns could be reasonably well reproduced by two point emitters, one placed close to the break or upstream of it and the other some way downstream. It was not possible to uniquely determine the positions and relative power of these emitters.

The observed effects could be explained by the use of emitters at a range of heights and emissive power. It was found that there is no obvious correlation between the pipeline parameters and the consequences. Indeed, two accidents involving similar diameter pipelines containing gas under similar pressure, produced burn areas that were markedly different both in extent and shape. All of this suggests that more information is needed before a successful revision to the jet-fire model for a rupture can be undertaken. In particular, information is required on the following:

- whether a non-emitting lift-off region exists in the flame.
- whether the flame length is greatly reduced by the crater.
- whether there is a region around the crater where the flames emerge in a random direction.
- under what conditions twin flames from downstream and upstream arise.

- under what conditions flames emerge horizontally at right angles to the direction of the pipeline.

Two activities will help to identify what happens when the release ignites.

Firstly, there is a large number of reports in the USA and Canada that describe pipeline ruptures in greater or lesser detail. These should be purchased from the relevant authorities in order to allow further study. Unfortunately, it is not possible to determine, from their titles alone, what type of accident they describe. Potentially, however, every pipeline accident provides useful information to HSE. It is suggested that HSE should purchase a copy of each report not currently already held in the HSE library and there should be a policy of purchasing such reports as and when they are published.

Secondly, it is probable that an insight into the behavior of flames can be obtained by small-scale experiments. This is, of course, not a straightforward matter, but it is believed that HSL laboratories in Buxton have the necessary expertise to carry out the work.

Although, overall, MISHAP98 predictions for pipeline ruptures are conservative, the fireball model would be difficult to defend if it came under attack. If the fireball probability in MISHAP98 was reduced or the model refined to reflect experimental results, then the jet-fire model would be inadequate to predict the area affected by an ignited rupture.

The main recommendation from this study is that the jet-fire model for ruptures should be improved. Before this objective can be achieved, however, the general shape and power of the flames needs to be determined. In order to meet this objective, it is recommended that the large number of pipeline incident reports available from the USA and Canada should be obtained for further study.

Useful information on the behavior of ignited releases from ruptured pipelines in a crater could come from experimental work. It is recommended that an organization such as HSL, Buxton, should be employed to do such work.

Subsidiary recommendations are as follows:

- HSE should purchase all the USA and Canada pipeline accident reports that are not already held in the library and should have a policy of purchasing such reports as they become available.

The possibility of including an explosion model into PIPERS should be considered.

- PIPERS should be modified so that parameters that vary over time should be handled using probabilistic techniques rather than defaults.

- The probability of death from a flash-fire should be reduced from 100% casualties to 50%

- A model to handle the fire from a spray release of flammable liquid from a hole in a pipeline, should be added to PIPERS.

- In the case of delayed ignition, the percentage of the population that is outside should be increased to take account of spectators.

- The assumption that slabbing reduces the probability of failure should be reviewed.

- It might be worth accounting for the mitigating effects of rain and snow.

- The method of modelling pool fires to take account of the terrain should be reviewed.

Evaluating Pipeline Failure Causes From Metal Structural Mechanics States

An enquiry was performed on a breakdown in the Mastakh-Berge-Yakutsk 1 gas pipeline of diameter 530 mm, wall thickness 9 mm, tube manufactured at the Khartsiz tube plant from Kh70 steel by controlled rolling; visual examination of metal fragments showed no signs of general or substantial local corrosion, but there were traces of local corrosion failure in the form of pitting areas. All the welded joints examined (longitudinal and transverse) remained undamaged. The source foci of all the cracks were on the outer surface of the tube, which eliminates their having any effect on the leakage.

The fragments showed that the failure occurred along the generator at about 200 mm from a longitudinal factory weld. The failure crack was very long. There were steps on the failure surface in the crack propagation direction, namely parts of the surface normal to the outer surface of the tube fragment. These steps were formed by independent crack generation and growth (the cracks differed in extent and depth), and they arose from independent foci and then merged into an extended macro crack.

Some parts of the failure surface showed the flaking characteristic of controlled rolling metal, and in certain parts there were extended cracks following the flaking and normal to the surface of the tube (normal detachment cracks). Such an area was observed at a depth of up to 13 mm from the outer surface.

Closer to the inner surface, there were shearing patterns along almost all the failure surface, which lay at about 45 ~ to the surface of the metal and which formed when the final fracture occurred via a shearing mechanism.

There was a set of numerous cracks (possible failure focus) on the outer surface in a band up to 45 mm from the edge of the failure surface. The cracks were extended along the tube, and their lengths ranged from 25 to 142 mm, with the maximum widths from 0.8 to 5.5 mm, penetration depths 0.5-13 mm. The mechanical properties were evaluated on the following: ultimate strength ~3 u, yield point, elongation 5 s, relative contraction ~, and change in toughness between +20 and -60~ The specimens were made in accordance with GOST 1497-84(type III, for tension testing) and GOST 9454-78 (types I and II, for shock bending).

The failure surfaces in these specimens showed almost 100% content of the viscous component. All the characteristics far from the failure point corresponded to the technical specifications for the steel, while the metal in the failed area had ~ approximately 12% below the standard values. The formation of cracks, their growth, and their merging into a macrocrack are almost independent of the strength and viscoplasticity; all the macroscopic and microscopic sections were examined that had been cut across the longitudinal cracks, which showed that the large

cracks were accompanied on the surface by many small ones barely visible to the eye, which arose from the outer surface.

Most of these cracks had slight but distinct corrosion damage in the formation zone; there were areas with crack-type cavities due to corrosion, in which the edges did not meet, which suggested that the cracking occurred after initial local corrosive failure.

The crack morphology showed that the cracks are formed around pitting patches and develop in steps, with halts in zones where the main corrosion mechanism is bulk corrosion by anodic dissolution. Thinner cracks arise from the resulting cavities, and one of these is transformed into a major crack, which extends as far as the point where a new corrosion cavity is formed.

The microstructure near the cracks was of ferrite-perlite type (9-10 points on the GOST 5639-82 scale), with traces of intermediate structures and prominent banding (Fig. 2a) such as is characteristic of steels from controlled rolling. The hardness of the main metal was 190 - 209 HV10 and varied only slightly over the thickness, which is also characteristic of such steels.

The banding is appreciably curved near the main crack, which is due to strain during failure.

Always, the failure starts at the outside without plastic strain; the texture is distorted only in the final fracture area in the zone adjoining the inner surface. The crack is clearly seen in specimens running into the main metal perpendicular to the fracture surface, near which the edges of the crack diverge, which is followed by narrowing and a tendency for the direction to coincide with the rolling texture.

Such cracks as a rule are initiated by the liquid-immiscibility banding characteristic of controlled-rolling steels (in homogeneity), which extends through the rolling and where harmful impurities and nonmetallic inclusions are usually concentrated.

Nonmetallic inclusions, microcavities, and other defects can act as traps for mobile hydrogen and initiate cracking along the rolling texture (the hydrogen sulfide cracking type).

These results may be compared with ones from investigations on some major pipelines and indicate that the failure occurring in the Urengoi-Center 1 pipeline was of stress corrosion origin. This structure diagnosis method is thus reliable in establishing the causes of failure.

Cracks Crack characteristics can vary greatly depending on the cause of the crack, the materials being cracked, and the environment causing the cracking. The following photos show examples of crack profiles.

Cracks may form as isolated cracks or within colonies. An example of an isolated crack is shown in the photos. Cracking within colonies may result in the cracks on the periphery of the colony being deeper than the cracks at the center of the colony. This may be observed because the effect of cracking within a colony environment may act as a stress relieving mechanism causing reduced crack growth for cracks located in the center of the colony while the cracks on the periphery continue to grow.



Figure A.1 – Photomicrograph of a SCC crack in pipeline steel.



Figure A.2 – Photograph of a SCC crack at the weld fusion line (toe crack). Branching nature that may occur at the crack tip can clearly be seen in this profile.



Figure A.3 – Photomicrograph of a SCC in a weld. The two indications shown are located adjacent to one another and both occur within the weld material.

MP are being met, documented, and continually improved.