

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра теоретической и прикладной механики

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование балластировочных конструкций магистральных нефтегазопроводов на обводненных участках

УДК 622.692.4.053.531.36-047.37

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Тардакин Владимир Петрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТПМ	Зиякаев Г. Р.	К. Т. Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Кырмакова О. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Е. Н.	К. Т. Н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: магистратура

Кафедра теоретической и прикладной механики

Период выполнения _____ весенний семестр 2016/2017 учебного года _____

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.09.2016	Введение	5
30.10.2016	Обзор литературы по теме ВКР	10
28.11.2016	Аналитический обзор по проблемному вопросу	10
15.12.2016	Постановка задачи исследования	5
26.12.2016	Методическая часть: методика моделирования	5
6.02.2017	Исследование по технологии	5
27.03.2017	Анализ и обсуждение результатов	20
15.04.2017	Оценка эффективности предложения	10
30.04.2017	Раздел «Финансовый»	5
8.05.2017	Раздел «Социальная ответственность»	5
8.05.2017	Заключение	5
15.05.2017	Реферат	3
21.05.2017	Написание пояснительной записки	2
6.06.2017	Предварительная защита	-
10.06.2017	Подготовка доклада	5
13.06.2017	Оформление презентации	5
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТПМ	Зиякаев Г. Р.	К. Т. Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Е. Н.	К. Т. Н.		

Запланированные результаты обучения ООП

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
Р2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
Р3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
Р4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
Р5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;
Р6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
Р7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Тардаскину Владимиру Петровичу

Тема работы:

Исследование балластировочных конструкций магистральных нефтегазопроводов на обводненных участках

Утверждена приказом директора (дата, номер)

23.03.2017г. номер 2067/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.06.2017г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования данной дипломной работы являются магистральные газонефтепроводы. Все газонефтепроводы должны быть надежно закреплены на проектных отметках посредством балластировочных конструкций. Эксплуатация газонефтепроводов не должна приводить к загрязнению окружающей среды выше допустимых норм и быть ресурсоэффективной.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. Рассмотреть классификацию методов закрепления трубопроводов</p> <p>2. Провести анализ средств и методов баллаستировки, обеспечивающие надежность закрепления газонефтепроводов на проектных отметках</p> <p>3. Провести расчет шага балластировки магистрального газопровода</p> <p>4. Рассчитать затраты монтаж балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканного синтетического материала</p> <p>Рассмотреть вопросы безопасности персонала и окружающей среды при проведении работ.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Конструкции балластировочных устройств для газонефтепроводов</p> <p>2. Сравнительный анализ технологий балластировки.</p> <p>3. Модели участка газопровода выполненные в среде Autodesk Inventor 2017</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент кафедры ЭПР Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент каф. ЭБЖ Кырмакова Ольга Сергеевна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>23.03.2017</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент каф. ТПМ</p>	<p>Зиякаев Г. Р.</p>	<p>К. Т. Н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ5Е</p>	<p>Тардакин Владимир Петрович</p>		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 104 с., 26 рис., 20 табл., 74 источников.

Ключевые слова: строительство, газопровод, расчет, шаг балластировки, анкерное устройство, испытание, охрана окружающей среды

Объектом исследования являются конструкции балластировочных устройств магистральных газонефтепроводов.

Цель работы – исследование средств и методов балластировки, обеспечивающих надежность закрепления газонефтепроводов на проектных отметках в условиях обводненной местности.

В процессе исследования проводились расчеты на устойчивость против всплытия магистрального газопровода наружным диаметром 1420мм, расчеты шага балластировки магистрального газопровода «Ямбург – Ныда». Рассмотрены основные способы балластировки магистральных газонефтепроводов. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды. Приведен расчет затрат на монтаж балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканного синтетического материала (НСМ).

В результате исследования был произведен сравнительный анализ применения балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканного синтетического материала и железобетонных пригрузов типа УБО. На основании полученных результатов было выявлено, что применение балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканного синтетического материала имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока надежного закрепления трубопровода на проектных отметках.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, земляные работы, монтаж конструкций балластировочных устройств.

Степень внедрения: выполнен анализ по применению наиболее эффективного способа закрепления магистрального газопровода на проектных отметках.

Область применения: сооружение и ремонт магистральных газонефтепроводов на обводненных участках.

Экономическая эффективность/значимость работы: для данного проекта балластировка магистрального трубопровода балластирующим устройством из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ) экономически выгодна. Экономическая эффективность составит 54,8% при расчете на 1 км участка трубопровода.

Содержание

Реферат	7
Введение	10
1. Обзор работ, посвященных исследованию балластировочных конструкций магистральных газонефтепроводов и напряженно-деформированного состояния трубопроводов, пролегающих на обводненных участках.....	12
1.1 Обзор работ, посвященных проблематике эксплуатации переходов трубопроводов через обводненные участки.	12
1.2 Обзор работ, посвященных исследованию продольной устойчивости трубопроводов.....	20
2. Анализ методов балластировки закрепления трубопроводов на проектных отметках.....	30
2.1 Общие сведения о методах закрепления трубопроводов.....	30
2.2 Использование железобетонных и чугунных пригрузов	31
2.3 Балластировка трубопроводов минеральным грунтом	36
2.4 Анкерные закрепляющие устройства.....	41
2.5 Анкерные системы cuntech	45
2.6 Перспективный способ балластировки магистральных газопроводов на обводненных участках с применением комбинированного способа балластировки	48
3. Расчет шага балластировки магистрального газопровода «Ямбург - Ныда»	51
3.1 Балластировка трубопровода отдельными грузами	51
3.2 Балластировка трубопровода сплошным обетонированием	54
3.3 Расчёт балластировки трубопровода с применением анкерных устройств	54
3.4 Расчет балластировки трубопровода с помощью вмораживаемых анкеров в вечномёрзлых грунтах	55
4. Моделирование напряженно-деформированного состояния размытого участка газопровода, подвергающегося сезонному обводнению.....	58
4.1 Расчет параметров напряженно-деформированного состояния пойменного участка газопровода, проложенного через среднюю реку.....	64
4.2 Вспомогательные расчеты	65
4.3 Расчет параметров напряженно-деформированного состояния размытого участка газопровода при изменении уровня воды.....	69
4.4 Выводы по главе	73
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	76
5.1 Затраты времени на проведение строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального газопровода.....	76
5.2 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования	77
5.3 Затраты на амортизационные отчисления	78
5.4 Затраты на материалы	79
5.5 Расчет затрат на оплату труда.....	80
5.6 Затраты на страховые взносы	82
5.7 Определение ресурсоэффективности проекта	83

6. Социальная ответственность	
6.1 Описание рабочей зоны	86
6.2 Анализ вредных выявленных факторов на производстве	87
6.3 Анализ опасных выявленных факторов на производстве	94
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
6.5 Экологическая безопасность.....	96
6.6 Правовые и организационные вопросы безопасности	98
Заключение	99
Список использованных источников	100
Приложение А	106

Введение

Российская инфраструктура транспорта нефти и газа обладает собственной спецификой, которая характеризуется большой обводнённостью и заболоченностью территорий, большими диаметрами трубопроводных магистралей, сжатыми сроками их сооружения, недостаточной сетью транспортных коммуникаций в районах прохождения трасс трубопроводов. В настоящее время особенно актуальна проблема балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводнённых, неустойчивых грунтах.

Одним из условий надёжной работы трубопроводных систем является обеспечение устойчивого положения трубы на проектных отметках, которое достигается методом балластировки и закрепления.

В северных районах страны магистральные трубопроводы на балластируемых участках значительной протяжённости находятся выше проектных отметок из-за того, что часто оголяются или всплывают со сбросом утяжелителей. Основная причина этого – негативное влияние продольных и поперечных перемещений трубопроводов на работу утяжелителей. В течение ряда лет трубопровод всплывает на протяжении всего обводнённого участка. Потеря устойчивости трубопровода, приводит к резкому повышению напряжений в трубопроводе, к нарушению прочности труб и повреждениям изоляционного покрытия, что требует значительных затрат на проведение ремонтно-восстановительных работ и погружение трубопровода в проектное положение.

В настоящее время у проектировщиков доминирует консервативный подход при выборе методов прокладки и средств закрепления газопроводов, ориентированный на замену труб, вырезаемых из участков, находящихся в непроектном положении. Последующее закрепление этих участков в траншее выполняется, как правило, материалоемкими и жёсткими балластирующими конструкциями, чаще всего железобетонными утяжелителями, ненадёжными при эксплуатации в обводнённых слабонесущих грунтах с периодическим оттаиванием – промерзанием.

Следовательно, разработка методов повышения устойчивости трубопроводов, включающая оценку работоспособности средств закрепления трубопроводов в сложных условиях и рекомендации по обеспечению их устойчивости, является актуальной как для строящихся, так и для действующих систем магистральных газопроводов.

В настоящее время основными задачами этого направления являются дальнейшее повышение надёжности работы средств балластирования и закрепления трубопроводов, снижение их материалоемкости и транспортных расходов, а также дальнейшее повышение темпов работ.

1. Обзор работ, посвященных исследованию балластировочных конструкций магистральных газонефтепроводов и напряженно-деформированного состояния трубопроводов, пролегающих на обводненных участках

1.1 Обзор работ, посвященных проблематике эксплуатации переходов трубопроводов через обводненные участки.

Вся система эксплуатируемых в нашей стране подводных переходов трубопроводных систем составляет около 3000 км, а количество переходов больше 3000. Исходя из большого опыта эксплуатации, магистральных газонефтепроводов аварии чаще всего случаются именно на переходах газонефтепроводов по водным преградам. Уровень осложнения ремонта подводного перехода и затраты на его осуществление сравнимы со строительством нового перехода, так же на ликвидацию аварий, случающихся на подводных переходах, времени уходит в разы больше, чем при ликвидации сравнимых повреждений на линейной части трубопроводов.

Основные повреждения на подводных переходах чаще всего случаются из-за размыва грунта, вызванного переформированием берегов и дна реки, и появлением участков на переходе, находящихся в непроектном положении. Образующиеся свободные пролеты трубопровода подвергаются воздействию не только эксплуатационных нагрузок, но и образующемуся сложному гидродинамическому воздействию потока воды, которое повышает риски возникновения аварий.

Существуют следующие зависимости соотношения параметров грунтов и потока воды по которым возможно возникновение аварийной ситуации. Первая – это статическая составляющая гидродинамического действия водной среды из-за которого возможно появление непроектного положения трубы в траншеи. Вторая причина – это возникновение гидродинамического резонанса системы «газопровод – поток воды - грунты». Последнее – из-за воздействия продольно-поперечного изгиба напряжения в структуре материала трубы возможно превышение допустимых значений.

Если имеются данные по параметрам системы «газопровод – поток воды - грунты», физико-механические характеристики течения газа, протяженность размываемого участка траншеи трубопровода, скорость потока воды, то возможно оценивать степень надежности подводного трубопровода и на основании имеющихся выводов принять меры по устранению возникшей аварийной ситуации.

В списке эксплуатируемых в данный момент переходов газонефтепроводов через обводненные территории самыми опасными по степени надежности являются: сотни участков газонефтепроводов через водохранилища с глубиной до 30 м и шириной от 2,5 до 5 км; множество переходов газонефтепроводов диаметрами от 600 до 1420 мм через водные преграды шириной до 1,5 км [43].

Согласно СНиП 2.05.06-85* [62], подводные переходы газопроводов должны заглубляться ниже уровня возможных русловых деформаций, вызванных вымыванием грунта, но размываемые участки разной протяженности встречаются на множестве обводненных участках.

Анализ случаев аварий, происходивших на участках газопроводов до 1984 г. За период с 1959 по 1982 гг. на подводных переходах газопроводов случилось 40 аварий. Из них 23 аварии произошли на русловых участках, в числе которых 17 случаев (74%) случились на участках с размывом грунта непосредственно в траншее трубопроводов [83]. Аварийные ситуации, возникающие по разным причинам, в разные годы имели место на переходах магистральных трубопроводов через реки Днепр (газопровод «Дашава - Москва», 1953 г.), Стрый (газопровод, 1956 г.), Волга (нефтепродуктопроводы ниже Куйбышевской ГРЭС, 1958 г.), Иртыш (нефтепродуктопровод, 1961 г.), Кубань (газопровод, 1964 г.), Сев. Донец (газопровод «Луганск - Лисичанск», 1964 г.), Баксан (газопровод, 1964 г.), Уса (1987 г.), М. Сыня (1983 г.).

В 80-х годах производилось масштабное строительство газопроводов диаметром до 1420 мм. В 1982 - 1984 гг. был построен и введен в эксплуатацию газопровод «Уренгой - Помары - Ужгород» диаметром 1420 мм, в 1989 - 1992 гг.

была построена и введена в эксплуатацию система газопроводов «Ямбург - Тула - 1» и «Ямбург - Тула - 2» диаметром 1420 мм.

Проанализируем аварийные ситуации, случившиеся после 1984 г. В 1994 г. случилась авария на подводном переходе магистрального газопровода «Тула - Москва». Крупнейшая авария случилась в 1991 г. на газопроводе «Магат - Северный Кавказ» диаметром 1420 мм, после которой через реку Волга была вновь возведена новая нитка подводного участка.

На обводненных участках магистральных газонефтепроводов с 1981 по 2000 г. было зафиксировано 46 аварий, в числе которых 18 случились в пойменной части переходов и 28 - в русловой. Множество аварийных ситуаций непроектного положения трубопроводов, связанных с размывом, провисом, всплыванием и деформации металла трубы, некачественными строительными работами.

Так же за последние 25 лет в США случилось 1500 аварий на подводных переходах и обводненных участках.

На данный момент в системе ОАО «Газпром» 45% дюкеров эксплуатируются более 20 лет и 24% - более 30 лет. Это означает, что подводные переходы на обводненных участках уже длительное время работают под высокой нагрузкой значительное время.

Существует проблема отставания работ по обследованию и ремонту подводных переходов газонефтепроводов на обводненных участках от потребности. Неудовлетворительное состояние технического переходов трубопроводов в обводненных районах являются ошибки, совершаемые на стадиях проектных изысканий, в процессе строительных-монтажных работ, а также недостатки осуществления технического надзора.

Большое количество дюкеров, построенных непосредственно в обводненных участках траншейным способом. Хотя прокладка подводных переходов данным методом достигает больших успехов, но имеются у данного метода недостатки, сильно снижающие уровень надежности дюкеров.

Основным недостатком являются некачественные строительные-

монтажные работы, и дальнейшая эксплуатация переходов на обводненных участках осуществляется в руслах рек, акваториях водохранилищ и озер, т.е. участках со сложной спецификой и трудно спрогнозируемыми процессами переноса грунта, особенно в северной части территории России. Следовательно, надежность и экологическую безопасность переходов обеспечивается довольно проблематично.

Основными процессами, угрожающие надежности подводных переходов, относятся: оползни, пучение грунтов, мерзлота, ледовые заторы, паводки, сложные русловые процессы, регулируемый водный режим. Главной причиной ремонта становятся, вымывание грунта в русле над трубопроводом и провис трубопровода, и нарушение технологии строительно-монтажных работ и эксплуатации. На данный момент ремонту и реконструкции подлежат большое количество действующих подводных переходов.

Проблемы, возникающие в процессе эксплуатации и сооружения переходов газонефтепроводов через обводненные территории, рассмотрены в работах [32, 40, 91]. Особенности деформации русла реки и вымывания грунта над трубопроводом всесторонне изучена в работах [71, 85]. Имеется документ «Рекомендации по оценке работоспособности подводных переходов газопроводов при наличии размывов дна» [51], существуют установленные нормы, посвященные строительно-монтажным работам [13] и эксплуатации переходов трубопроводов через обводненные участки [52]. Сооружению подводных переходов трубопроводов посвящен СП 108-34-97 [70]. Особенности проектирования, сооружения и эксплуатации подводных переходов газонефтепроводов рассмотрены в работах [6, 7], и в стандартах отрасли ОАО «Газпром» [75, 76]. Безопасность и надежность трубопроводов на обводненных участках является актуальной в наши дни, ей посвящается множество работ, но тем не менее на обводненных участках ежегодно встречаются множество размывших и всплывших участков, находящихся в непроектном положении.

Обводненные участки трубопроводов размываются в основном из-за процессов, связанных с переформированием русла реки, развитие которого

зависит от большого количества случайных факторов, следовательно, прогнозирование довольно проблематично. Возможное разрушение берегов и дна обводненного участка прогнозируется, используя гидроморфологической теории руслового процесса, разработанная в Государственном гидрологическом институте.

Есть ведомственные строительные нормы [15], которые обеспечивают методику расчета деформаций границ обводненных участков и русел водотоков при расчете подводных переходов магистральных газонефтепроводов.

Вымытый участок над газонефтепроводом со стороны потока воды испытывает нагрузку от лобового сопротивления, нагрузки от выталкивания и подъемной силы, и возможные колебания в направлении, поперечном потоку воды [83].

Обводненные участки, пересекаемые большим количеством трубопроводов, являются самыми сложными из подводных переходов. Возможные осложнения при эксплуатации этих участков за последнее время возникали на р. Оби, Каме, Волге, Иртыше и др.

Устаревшие отраслевые и государственные нормативные документы, соответственно которым построены и эксплуатируются в данный момент подводные газонефтепроводы, не соответствуют современным технологиям и техническим возможностям. Все эти нормативные документы были предназначены для нормальных условий эксплуатации, учитывая только возможные аварии. Так как основные фонды устаревают, то возможность образования этих ситуаций растет. Современнее принципы осуществления безопасности основаны на концептуальных положениях по предупреждению возможных аварий, катаклизмов и катастроф, которые вызваны техногенными и природными причинами, а также утилизации этих последствий [43].

Гидрологические процессы на обводненных участках, протекающих северных районах России в условиях субарктической криолитозоны, отличаются уникальным характером, больше всего при техногенезе. В 1994 - 2001 гг. были выполнены всесторонние обследования трубопроводных систем Уренгойского

нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), по результатам которых установлено, что специфика взаимодействия таких систем с водотоками, а также с криогеоэкосистемами территории главным образом определяют безаварийность эксплуатации газонефтепроводов [53].

Исследования работы [31] дали информацию о трассах трубопроводов Надым-Пур-Тазовского региона. Сложившаяся ситуация на обводненных участках трубопроводов, находящихся в средних и малых водотоках на западном и восточном коридорах Уренгойского НГКМ, выполнен детальный анализ и проведена техногеоэкологическая диагностика. Заключение экспертов установило причинно-следственные связи, в которых сложные, неблагоприятные и потенциально опасные для состояния газонефтепроводов на обводненных участках, явления и процессы рассмотрены от момента их возникновения до момента аварийной ситуации на трубопроводе с учетом зональных и подзональных видов таких проявлений. Работа [31] устанавливает причинно-следственные связи для межпромыслового коллектора газа (МПК) Уренгойского НГКМ, участок длиной больше 1000 км.

Анализ подводного перехода коллектора магистрального газопровода через р. Ень-Яха, рассмотренный в работе [31] является типичным примером участка, потенциально опасного, принципиально по типу донной и боковой эрозии грунта, находящегося над трубопроводом.

Подводные переходы трубопроводов через реки, согласно СНиП 2.05.06-85* [62], должны обустраиваться на значительно прямых участках русел обводненных участков. Так в р. Ень-Яхи подводные переходы трубопровода двух ниток коллектора был проложен через излучину реки, что является потенциально опасным объектом. Давно доказано, что русла рек, находящихся в субарктической геокриоэкологической зоне, даже в естественных природных условиях характеризуется своей высокой динамичностью, а в техногенных условиях обводненные участки в многоводные годы выступают на значительные расстояния. Обосновать это явлением можно тем, что автомобильные дороги с глухими дамбами, находящиеся в границах обводненных участках, и с

мостовыми проемами, ширина которых для прохождения паводковых вод недостаточна, образуется подпор паводковых вод, в результате чего скорость отступления берегов обводненных участков резко повышается.

Течения небольших и средних рек в северной части России отличаются малыми величинами в меженные времена и очень большими в периоды половодий, что, к сожалению, не было просчитано в ходе проектирования и сооружения таких автомобильных дорог. В таком случае автомобильные дороги играют роль полузапруд, аккумулируют перед собой паводковые воды, временно затопливающие низкие, затем высокие участки. Обводнения на таких локациях становятся аномально высокими. Анализируемый в источнике [31] участке р. Ень-Яхи в натуральных условиях приток воды единожды в 10 лет увеличивался почти на 3 метра сверх меженного, а перед автомобильной дорогой, выполняющей задачу запруды, приток воды во время половодий иногда на 0,5 - 1 м увеличивает свои среднегодовые отметки. В связи с этим на участках, располагающихся выше по региональному склону уровня земли к автомобильным дорогам, сущность техногенного переформирования протекает особенно резко, сверх того осложняясь множественными изменениями рельефа дна, берега и нижних пойм обводненных участков, образовавшимися на стадии строительно-монтажных работ на подводных переходах.

Авторы источника [31] в результате исследования установили, что берега обводненных участков, со стороны наименее развитой поймы, вымываются наиболее ускоренно. Наблюдаемое явление воздействует в естественной природе, но в условиях становления модели «обводненный участок - инженерное сооружение» ее проявление вновь усиливается. Возникающие подрусловые внутриаллювиальные (внутригрунтовые) водные потоки на газонефтепроводах, находящихся на обводненных участках, часто большого номинального диаметра, относятся к главным причинам, представляющим угрозу для надежности эксплуатации дюкеров. Сложившиеся условия на Уренгойском НГКМ такие процессы происходят на таких средних реках, таких как река Ень-Яха, но и на обводненных территориях, болотах, ручьях и малых реках (руч. Кораль-Яга-

Тарка, р. Сидимютте и др.). Данные процессы подробно рассматриваются в [31].

Балластировка или закрепление магистрального газонефтепровода необходима для того, чтобы трубопровод не терял устойчивости своего положения на проектных отметках в траншее. Для этого применяются конструкции, которые создают дополнительную пригрузку (давление) на газонефтепровод, и различные конструкции, которые создают пассивный отпор лежащего в основании траншеи грунта.

Первый тип конструкций обобщает различные виды утяжелителей, засыпку грунтом, полимерные контейнеры и произведенные из полотнищ нетканых синтетических материалов (НСМ) устройства. Вторым типом конструкций входят различные виды анкерных устройств, которые закрепляют газопроводы на проектных отметках в многолетних мерзлых и талых грунтах.

Производимый на стадиях проектирования, использование тех или других методов закрепления, балластировки газонефтепровода и используемых конструкций влияют: инженерные геологические условия местности и рельеф, вид и механические физические свойства грунтов; планы нахождения прокладываемых участков трасс газонефтепроводов в профиле и плане с учетом наличия и характеристик вертикальных и горизонтальных кривых; уровень грунтовых вод, типов болота, мощностей торфяных залежей на проектируемом участке нахождения трассы магистрального трубопровода; сезона и метода выполнения строительно-монтажных работ [43]. Строительство и монтаж по закреплению и балластировке газонефтепроводов на запроектированных отметках осуществляется с соблюдением проекта выполнения работ, ВСН 39-1.9-003-98 [14] и СП 107-34-96 [69]. Подробное исследование методики закрепления и балластировки газонефтепроводов на проектных отметках доводится в строительных нормах [14], а также статьях [11, 80]. Главные характеристики, методика и конструкции закрепления и балластировки газонефтепроводов рассчитывают в соответствии с приложением 1 СП 107-34-96 [69].

1.2 Обзор работ, посвященных исследованию продольной устойчивости трубопроводов

Определение участка проектируемого подземного газонефтепровода, который теряет продольную устойчивость, возможно исключительно расчетными методами. На данный момент существует множество причин, из-за которых такой расчет, довольно сложно выполнить, обеспечивая при этом требуемую точность.

Упругая или жесткопластичная модель деформирования грунта, принимается в таких работах, как [1, 72, 80, 98] при расчете газонефтепровода, учитывая взаимодействия его с грунтом. Жесткопластичную модель грунтовой среды применяют, в тех случаях, когда на любое сечение газонефтепровода при разном значении перемещения трубопровода от грунта будет воздействовать равное по всей протяженности трубопровода сопротивление, которое будет равняется предельному значению. Таким образом, применяя в расчетах согласно жесткопластичную модель грунтовой среды возникает заниженное значение критического усилия $N_{кр}$ сравниваемое с его реальной величиной. Прогнозирование устойчивости газонефтепровода в грунте, который моделируется упругим основанием, не представляет ценности на практике потому, что сначала устойчивость теряет грунт, а при моделировании грунта с упругим основанием это невозможно, что доказано в источнике [67].

Исследователи в работе [27] заостряют внимание, что грунт, который используется при строительстве подземных газонефтепроводов, фактически является насыпным. При строительном-монтажных работах на газонефтепроводах грунты, которыми засыпаются траншеи, не засыпают слоями, а уплотняют каждый слой до необходимого числового значения плотности. Следовательно, выполненную этим образом засыпку можно сравнивать с отвалом в соответствии с данной в источнике [68] классификацией [27].

В зависимости от видов грунтов, самоуплотнение отвалов может продолжаться в течении 1 - 15 лет, и со временем грунт засыпки возможно приобретет характеристики, примерно сравнимые с характеристиками

естественного природного грунта. Для того, чтобы характеристики грунта, которым засыпаются траншеи трубопроводов, достигли таких же значений, как у естественного целостного грунта, может потребоваться длительное время, исчисляемое сотнями лет, что было рассмотрено в источнике [27]. Для примера, в работе [43] проведено исследование в результатах которого установлено, что полная регенерация плотностей водонасыщенных грунтов, которыми засыпаются траншеи до 70% от плотности естественного грунта в центральных районах России происходит за 4 - 6 лет, в районах Ямбурга, Уренгоя - за 9 - 12 лет, а на полуострове Ямал за намного более продолжительный промежуток времени.

Важный факт, что при строительно-монтажных работах на газонефтепроводах в зимний промежуток времени в засыпаемый грунт так или иначе попадают лед и снег, в то время как правилах производства работ это не допускается [64]. Уменьшение толщины засыпки происходит вследствие того, что в теплое время года лед и снег, находящиеся в засыпке, тают. Этот процесс может сопровождаться усиленным уплотнением засыпки, так что состояние засыпки может приблизиться к такому, которое она могла иметь при укладке в заполненную водой траншеею.

Так как магистральные газонефтепроводы относят к сооружениям I уровня опасности, соответственно [73], то физико-механические показатели грунтов p, c, E согласно с пп. 5.3.4 - 5.3.11 СП [68], п. 7.13 СП [65], п. 2.16 СНиП [67] для них рассматриваются в полевых условиях способом испытания грунта согласно методикам, рассмотренным в [17, 18]. Очередность выполнения инженерных изысканий при строительно-монтажных работах на газонефтепроводах определяется согласно [63].

В источнике [27] авторы пришли к выводу, что в талых песчано-глинистых грунтах физико-механические характеристики таких грунтов слабо влияют на результат расчета НДС газонефтепроводов. Они произвели большое количество расчетов применяя ЭВМ, в которых меняли физико-механические характеристики грунтов, оставляя постоянными остальные условия

эксплуатации газонефтепровода. Изменение физико-механические характеристик грунтов p , c , E на 30 - 40 % не влияет, либо влияет, но очень слабо на величины таких напряжений, которые возникают в газонефтепроводе и рассчитываются согласно с СНиП 2.05.06-85* [62]. В источнике [16] авторы выполняют исследования, результаты которых также подтверждают полученные выводы. Принимая во внимание полученные данные, в источнике [27] рекомендуется принимать характеристики грунта в соответствии с таблицами Приложения 1 СНиП 2.02.01-83* [67], отказавшись от рассмотрения их только в полевых условиях. Кроме того, на стадии проектных изысканий особенно точно нужно определять границы участков, которые отличаются большой разностью в модулях деформации приграничных грунтов, таких как: «мерзлый грунт - талый грунт», «болото – минеральный грунт».

Нормативный документ СНиП 2.05.06-85* [62] о применении физико-механических характеристик грунтов согласно полученным данным инженерных изысканий, которые в свою очередь должны закладывать прогноз на изменение свойств грунтов в ходе эксплуатации объекта, выполнить довольно проблематично, так как физико-механические характеристики грунта при выполнении инженерных изысканий и при эксплуатации законченного объекта могут значительно отличаться. Примером, рассмотренным в источнике [27], может быть возможное таяние мерзлых пород, обводнение местности, повышение уровня грунтовых вод и т.п.

Кандидат технических наук Х. К. Мухаметдинов во ВНИИСТе выполнил наблюдения и исследования, согласно которым установлено, что в обводненных минеральных грунтах возможна потеря устойчивости и опрокидывание пригрузов, что показано на рисунке 1. Участки которые всплывают в первую очередь, это зачастую примыкающие прямолинейные участки, выходящие на поверхность вслед за углами поворота [43].

Газопровод может испытывать деформации от возникающих сил сжатия, в том случае, если отсутствует свободное перемещение трубопровода либо отсутствуют компенсирующие устройства на нем. Газопровод диаметром 1420

мм, который балластирован утяжелителями типа УБО, расставленными с шагом 1,9 - 2,5 м, утяжелители могут начать совершать поперечные возвратно-поступательные перемещения. В таком случае усилия, возникающие на поясах самых часто используемых пригрузов УБО-1, могут достигать до 38 тонн, превышая в 10 раз расчетное начальное усилие в 3,6 тонн.

В случае, если трубопровод с одной стороны заземлен и угол поворота, этого трубопровода всплыл на поверхность, но не закреплен, то газопровод диаметром 1420 мм может удлиниться более чем на 1 м на 1 км незакрепленного участка.

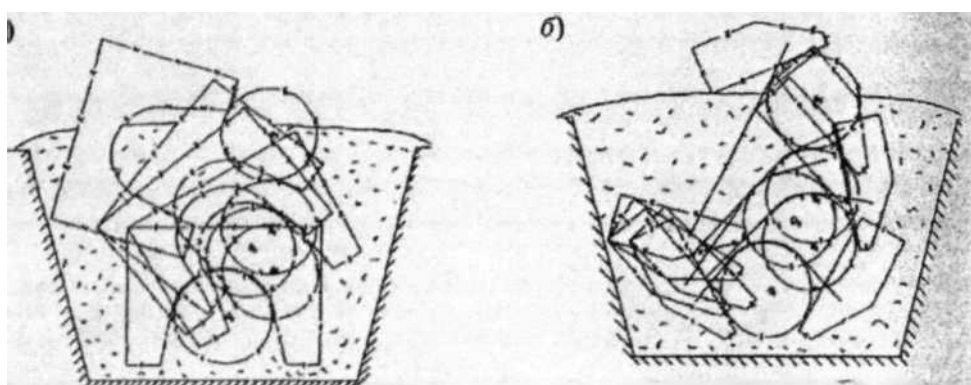


Рисунок 1 - Процесс опрокидывания утяжелителей УБК (а) и УБО (б) в случае поперечных перемещений горизонтального угла на участке газопровода, проложенном через болото протяженностью 2 км

Во ВНИИСТе проводились исследования участка газопровода, находящегося в непроектном положении длиной 1 км, имеющего в средней части расположенный в горизонтальной плоскости угол. Результаты выполненного исследования показали, что вершина такого угла может сместиться во внешнюю область от проектируемой оси, и перемещается одновременно вверх под углом около 45° к горизонтали. Смещение угла поворота во внутреннюю область будет происходить из-за снижения давления перекачиваемого газа или температуры газа. Поперечные перемещения вершины угла могут превысить 0,5 м в случае ослабленной заземляющей способности грунтов. Как скоро газопровод поперечником 1420 мм балластируется утяжелителями вида УБК, расположенными с шагом в осях 1,5 - 2,5 мтр, утяжелители в связи заземления в грунте не имеют возможности передвигаться в поперечном

направлении совместно с трубопроводом, храня при всем этом стабильность и балластирующую способность. Эти поперечные движения, достигающие в год до 600 возвратно-поступательных движений вдалеке от верхушки углов, с течением времени сокращают глубину заложения трубопровода. Следствием огромных движений считаются вырывания крюков из тела блоков утяжелителей, разрывы поясов. Утяжелитель (либо утяжеляющее покрытие), который перемещается в грунте, не испытывая обоюдных с трубопроводом смещений, считается наиболее хорошим. Чтоб воплотить данное на практике, утяжелитель обязан иметь верное заземление (сцепление) с трубопроводом и невысокое лобовое противодействие (либо абсолютное его недоступность). Этим условиям в наибольшей степени удовлетворяют чугунные грузы и бетонные утяжелители, а также обетонирование. Утяжелители вида УБК и соединительные пояса утяжелителей на подобии УБО позволяют свободное движение под ими трубопровода, из-за этого изоляционное покрытие трубопровода сможет повредиться. Чтоб данного не вышло, удельное давление утяжелителей на плоскость трубопровода, наверное, невысоким. Данному притязанию удовлетворяют грунтозаполняемые контейнерные утяжелители, сделанные из технических тканей КГ и ПКБУ, удельное давление которых не превосходит 0,02 МПа, также метод балластирования трубопровода минеральным грунтом с внедрением нетканых искусственных которые были использованы (НСМ).

Отдача разных способов укрепления положения газопроводов расценили создатели работы [97], базируясь на долголетнем опыте эксплуатации системы магистральных газопроводов «Ямбург - Центр» в критериях распространения долголетней мерзлоты [41].

Укрепление положения трубопроводов выполнялось разными способами: при помощи утяжелителей УБО-1, УБК-1,4, дисковых и стержневых вмораживаемых анкерных приборов, также при помощи сделанных из НСМ грунтозаполняемых приспособлений.

В следствии осмотра участков газопровода «Ямбург - Елец-1», в протяжении 9,75 км прикрепленных вмораживаемыми анкерными приборами,

обнаружено 8 всплывших участков, суммарная протяженность которых составила практически 3 километра. На всплывших участках наблюдался отрыв поясов анкеров.

В протяжении 41 - 85 км магистрали газопровода «Ямбург - Елец-2» обнаружено 11 всплывших участков, единая длина которых составила 2740 мтр. При всем этом система вышедших на плоскость территории анкерных приспособлений была целой. Предпосылкой всплытия прикрепленных анкерными приспособлениями участков в этом случае появилось то, собственно установка анкеров велась в период вешнего растепления грунтов, в конце мая.

Создатели [97] сообщают о том, что к утрате стойкости участков газопроводов, прикрепленных вмораживаемыми анкерными приборами, приводит кроме того долгая ползучесть многолетнемерзлых грунтов, наблюдаемая при температуре грунта от минус 1 °С до минус 2°С и при эксплуатационной перегрузке газопровода вызывающая выход анкера на плоскость со скоростью в пределах 0,6 мм/сут. По прошествии пары лет таковой участок газопровода сможет выплыть.

В следствии осмотра участков газопроводов, забалластированных железобетонными утяжелителями, обнаружено, собственно главным недочетом этого метода балластировки считается перекося утяжелителей на трубе и предстоящее их опрокидывание. При этом в ходе опрокидывания утяжелителей, обычно, повреждается надёжная изоляция трубопровода.

Нередко опрокидывание утяжелителей имеется в местах поворота обводненных участков трубопровода. Под поступком сжимающих продольных сил и выталкивающей силы случается смещение газопровода во наружную сторону угла поворота, в следствии чего-нибудь опрокидываются утяжелители, или отрываются их силовые пояса.

В работе [97] в виде образца приводятся забалластированные утяжелителями вида УБО участки газопровода «Ямбург - Елец-1», всплывшие в протяжении 150 мтр и 148 мтр. На первом участке из 80 комплектов утяжелителей, смонтированных на трубопроводе, осталось только 15. У других

утяжелителей или случился, отрыв поясов, или железобетонные блоки утяжелителей совместно с поясами утопли в разжиженном грунте. На втором участке было замечено 45 комплектов остальных утяжелителей, из которых система только 15 утяжелителей была цела. У других утяжелителей наблюдался отрыв поясов и погружение бетонных блоков в грунт.

Предпосылкой сброса утяжелителей в руслах рек нередко считается brutальное действие, оказываемое на трубопровод со стороны маленького водонасыщенного песка, именуемого «водогрунтом». Перекос и опрокидывание утяжелителей вследствие повторяющегося подтапливания имеется и на пойменных участках газопроводов, прокладываемых через северные реки. Более неуравновешенными в поперечном направлении считаются седловидные утяжелители.

В [37] описываются участки газопроводов, всплывшие совместно с утяжелителями, так как заложенное число пригрузов оказывается недостающим для избегания всплытия этих участков. При этом на участках газопроводов, забалластированных при помощи сделанных из НСМ грунтозаполняемых приборов, явлений всплытия и утраты стойкости трубопроводов не наблюдалось.

В последствии 15-20 лет эксплуатации системы магистральных газопроводов «Ямбург - Ныда» было замечено 580 всплывших участков, суммарная протяженность которых составила 6,5% от совокупной длины системы газопроводов. В виде главных обстоятельств создатели выделяют действующие на трубопровод силы холодного пучения и растепление многолетнемерзлых пород повдоль магистралей газопроводов в ходе их эксплуатации.

Главные трудности, образующиеся при эксплуатации газопроводов в критериях болот и слабеньких грунтов Евро Севера и Западной Сибири, приводятся в работах [20, 21, 26, 30, 39,]. Объяснение потребности и главные направления улучшения способов расчета газопроводов, прокладываемых в этих критериях, приводятся в [25, 28, 29, 54]. В работах приводятся способы анализа

стойкости трубопроводов, прокладываемых на болотах, по эффектам которого назначаются методы ремонтных работ утративших стабильность участков. Вопросам строительных работ и обеспечения стабильного положения трубопроводов на болотистых, обводняемых и многолетнемерзлых грунтах приурочены к работам [19, 22].

Газопроводы разгружают свое напряженно-деформированное состояние при помощи выхода на плоскость, образуя арки и гофры, хотя таковой метод разгрузки предполагает огромную опасность сохранности и надежности постройки. В текущее время нормативные документы мешают фактические тех. решения по обеспечиванию продольной стойкости трубопроводов, сооружаемых в водонасыщенных грунтах.

Как демонстрируют изыскания, распространенные в республике Коми и Западной Сибири протяженные откровенные участки газопроводов, прикрепленные седловидными багажами либо УБК, имеют все шансы самозакручиваться в следствии нарушения стойкости баланса на кручение. Случается, это объяснялось тем, собственно центр масс системы, состоящей из газопровода и находящихся на нем утяжелителей (УБК либо седловидных), размещен повыше оси трубопровода. Потому в случае если центр масс данной сборки в том числе и некординально отклоняется от вертикали, проходящей через ось трубы, в газопроводе возникает распределенный вращающий эпизод. В следствии закручивания газопровода опрокидываются утяжелители, из-за этого трубопровод всплывает, и нередко данный процесс покупает лавинный нрав. Понижение противодействия среды в процессе использования газопровода, вызванное повышением обводненности магистралей, помимо прочего содействует самозакручиванию трубопроводов, которые изначально характеризовались устойчивым равновесием на кручение.

В пойменных долях северных речек нередко встречаются грунты-пльвуны, представляющие из себя слабенький песочный грунт с невысокими значениями коэффициента внутреннего трения. Тем же характеризуются и некие вечномерзлые грунты, которые перешли в талое состояние Окружающий в

плывуне подземный газопровод, как демонстрируют изыскания, претерпевает не только лишь действие выталкивающей силы воды, да и действие добавочной выталкивающей силы, коя возникает от автоматического воздействия сил веса грунта. Проведенные в [43] численные изыскания проявили, собственно значение результирующей выталкивающей силы, работающей в плывуне на газопровод поперечником 1420 мм, сможет достигать величины, одинаковой выталкивающей мощи воды плотностью 14-15 кН/м³. При нахождении выталкивающей силы по работающим нормативным документам плотность воды воспринимается одинаковой 11 кН/м³. Выходит, собственно значение балластной перегрузки, характеризуемая этим расчетом, мала для обеспечения стойкости газопровода в плывуне, из-за этого газопровод выталкивается на плоскость грунта. Хотя процесс данный, в различие от подобных действий в водянистых средах, неспешный и нередко растягивается на почти все годы.

Создатели работы [43] были заинтересованы тем, какое воздействие оказывают всплывшие участки газопровода на состояние прилегающих участков, которые пребывают на проектных отметках. Оказывается, собственно в ряде всевозможных случаев всплывший участок газопровода выдергивает прилегающие заглубленные участки, и наступает процесс лавинного всплытия трубопровода. Когда газопровод прикреплен при помощи анкеров, то таковой процесс сопрягается с или выдергиванием из причины анкеров, или разрывами силовых поясов, как скоро выдергиванию анкера не поддаются. Сообразно изысканиями, забалластированные утяжелителями газопроводы при конкретных критериях кроме того имеют все шансы подвергаться процессу лавинного всплытия [43].

С учетом вышесказанного были обозначены последующие главные задачи: обзор обстоятельств появления всплывших участков газопроводов и тест имеющихся способов расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводов на переходах через водные преграды; исследование методологии расчета напряженно-деформированного состояния размывших и всплывших участков магистральных газопроводов; тест напряженно-деформированного

состояния обводненных участков газопроводов при повышении степени интенсивности водой грунта прилегающих подземных участков; исследование методов по управлению напряжениями и расчету напряженно-деформированного состояния газопроводов на всплывших участках.

2. Анализ методов балластировки закрепления трубопроводов на проектных отметках

2.1 Общие сведения о методах закрепления трубопроводов

На сегодняшний день очень актуальны проблемы балластировки трубопроводов, прокладываемых в водонасыщенных грунтах и подводных трубопроводах, такие как: предотвращение всплытия трубопровода; повышение срока службы; повышение экологической безопасности; обеспечение подогрева трубы; повышение антикоррозионной стойкости.

Для обеспечения стойкости положения газопровода против всплытия на обводнённых участках и в местах скрещения водотоков, также во избежание вспучивания трубы учитывается его балластировка.

Для данной цели употребляются системы, творящие давление на трубопровод (пригрузку), кроме того системы, использующие пассивное давление (отпор) грунта в основании траншеи.

К первому виду систем относятся бетонные утяжелители разных типов, грунтовая засыпка, прибора, сделанные из полотнищ нетканых искусственных которые были использованы и полимерконтейнеры.

Ко второму виду относятся анкерные прибора разных типов, обеспечивающие укрепление газопровода как в талых, но и в вечномёрзлых грунтах. Идет применять средства и способы балластировки, обеспечивающие надёжность укрепления газопроводов на проектных отметках, также понижение цены производства строительных работ, уменьшение материалоёмкости объекта и трудовых издержек.

Имеется 3 категории способов укрепления трубопроводов на проектных отметках на обводняемых участках магистрали:

- 1) внедрение утяжеляющих железобетонных и металлических пригрузов;
- 2) внедрение анкерных приспособлений;
- 3) внедрение грунта засыпки траншеею либо в грунт оборотной засыпки, бокового притока поверхностных и грунтовой воды в связи перераспределения стоков, стимулированного отрывкой траншеи, оттаивания грунта около

трубопровода при перевозке.

Выбор любого способа укрепления находится в зависимости от группы территории, нрава и вида грунтов, значения грунтовой воды, рельефа территории, схем прокладки, присутствия углов поворотов, кривых искусственного происхождения гнутья, способов и сезонов производства строительных работ, правил использования, технико-экономической необходимости их внедрения.

2.2 Использование железобетонных и чугунных пригрузов

Наиболее распространённым способом балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводнённой и болотистой территории, считается использование железобетонных утяжелителей (ЖБУ).

Плодотворное выполнение ЖБУ включает 5 видов: П-образные, кольцевые, поясные, сборно-блочные и заливаемые твердеющие смеси, даже системы на подобии «труба в трубе» с межтрубным цементно-песчаным наполнителем.

Более всераспространены утяжеляющие ж/б пригрузки разных типов и объемов: вид УБО, УБК-М. Сюда ведь относятся и пойменные участки трубопроводов, прилегающие к водонасыщенным препятствиям и подверженные сезонным обводнениям. Поэтому, опасность всплытия трубопроводов довольно реальна.

Недочеты внедрения ЖБУ состоят в их большой цене и неудовлетворительной надёжности для пучинистых грунтов нескончаемой мерзлоты. В составе магистрального газопровода Ямбург – Ныда, обнаружены сотни всплывших участков газопроводов, закрепленных утяжелителями вида УБК, УБО. Единое растепление нескончаемой мерзлоты в 1-ые годы работы газопровода вызвало интенсивное всплытие его участков. Жёсткие взаимосвязи в системе «трубопровод – закрепляющая система – грунтовое причина» во время пучения замерзающего грунта не выдерживают усилий, образующихся при подъёме трубопровода и разрываются в следствие того, собственно не готовы восполнить вертикальные движения трубопровода и перераспределить их меж отдельными закрепляющими приборами. Помимо всего этого, взаимодействие

данных приборов с трубопроводом творит значимые локальные перегрузки, повреждающие изоляционное покрытие и вызывающие увеличение изгибных напряжений в стене труб.

Для балластировки трубопроводов, сооружаемых в трудоемких критериях, употребляются утяжелители, обхватывающие по боковым образующим (на подобии УБО), опирающиеся на него, седловидные (на подобии УБК) и кольцевые (вида УТК) (рис. 2).

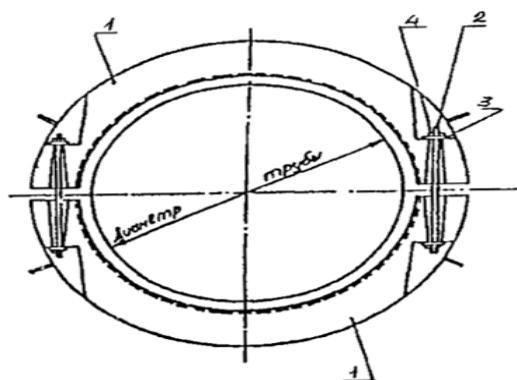


Рисунок 2 – Железобетонный утяжелитель типа 2-УТК:

1 – утяжелитель 2-УТК; 2 – шпилька МС; 3 – шайба МС; 4 – гайка М20.

Бетонные утяжелители на подобии УБО используются для закрепления нефтегазопроводов ежегодно – на заболоченных территориях, на обводненных участках, в поймах рек и на вечномёрзлых грунтах, кроме участков трубопроводов, получающих в процессе использования продольные движения наиболее 40 мм, а при применении мягеньких силовых поясов – наиболее 50 мм. Утяжелитель на подобии УБО (рис. 3) состоит из 2-ух железобетонных блоков и 2-ух железных, защищённых изоляционным антикоррозионным покрытием, либо мягеньких, сделанных из крепкого долговременного искусственного матла, соединительных поясов.

Для сотворения закрытого силуэта при массовом размещении утяжелителей на трубопроводе надлежит применять утяжелители модернизированные (вида УБО-М), в каких соединительные пояса инсталлируются в глухие пазы, размещённые на бетонных блоках, либо утяжелители УБО-ПМ, представляющие из себя тип утяжелителя УБО-М, в каком изъята часть железобетона, превращающая бетонный блок в ёмкость для

грунта.

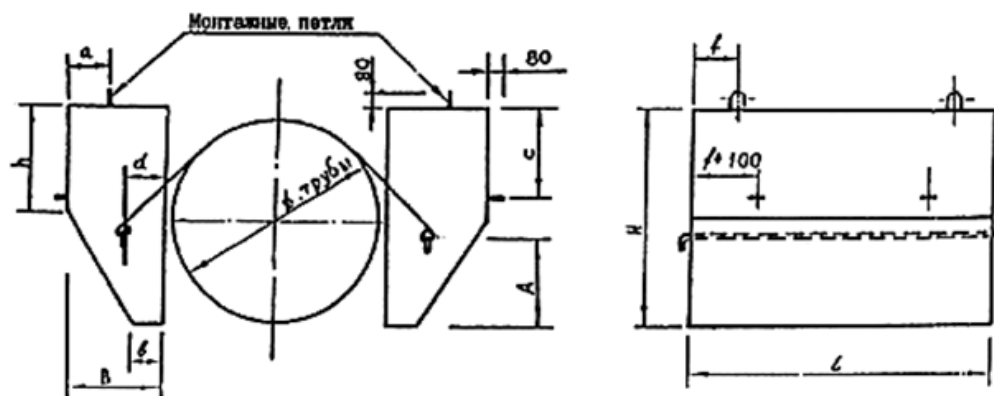


Рисунок 3 – Железобетонный утяжелитель охватывающего типа УБО

Бетонные утяжелители на подобии УБО (обхватывающего на подобии) надлежит использовать для балластировки трубопроводов на всех категориях территории, также углах поворота и участках выхода трубопровода на дневную плоскость.

Бетонные утяжелители на подобии УБГ (рис. 4) и УБТ идет использовать для балластировки трубопроводов в обводненной и заболоченной территории, в вечномёрзлых грунтах, также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превосходящей глубины траншеи (если соблюдать условие наполнения их минеральным грунтом).

Опирающиеся на трубопроводы бетонные конусовидные утяжелители (вида УБКм) может быть использовать для балластировки трубопроводов в зимних и летних критериях на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превосходящей глубины траншеи, на обводнённых и заболоченных участках, в поймах рек и на землях, сложенных вечномёрзлыми грунтами.

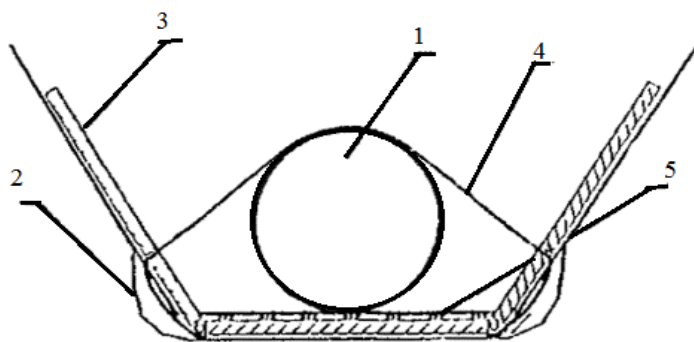


Рисунок 4 – Железобетонный утяжелитель типа УБГ 1:

1 – газопровод; 2 – прямок в траншее для установки утяжелителя; 3 – шарнирно-соединённые плиты; 4 – силовой соединительный пояс; 5 – дно траншеи.

Не разрешается установка утяжелителей на участках трубопроводов, получающих в процессе использования продольные движения более 40 мм. Железобетонный утяжелитель на подобии 1-УБКм (рис. 5, табл. 1) является системой седловидного на подобии с конусовидной внутренней поверхностью, интеллигентной 2-мя цилиндрическими обоюдно пересекающимися поверхностями с радиусом, превосходящим радиус трубопровода.

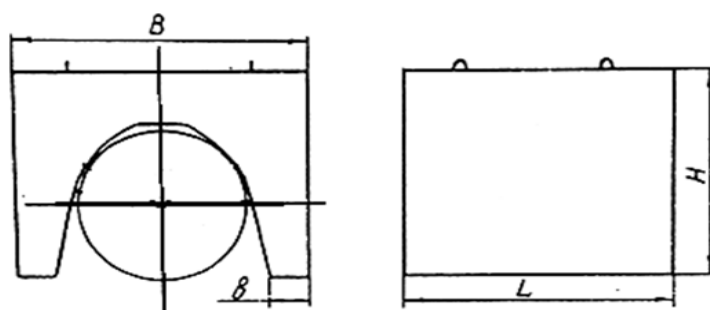


Рисунок 5 – Железобетонный утяжелитель типа 1-УБК

Соответствующая стабильность утяжелителей на подобии 1-УБКм (в процессе использования) поддерживается только при наличии минеральных грунтов в основании траншеи. При силе торфяной залежи, превосходящей глубину траншеи, эти грузы в следствии подвижек трубы имеют все шансы утратить стабильность.

Утяжелители на подобии УБО (табл. 1) устанавливаются на трубопроводе или по 1 через одинаковые расстояния меж ими, или массовым способом.

Таблица 1 – Технические характеристики утяжелителей типа УБО

Марка груза	Диаметр газопровода, мм	Габаритные размеры, мм										Объём груза, куб. м	Масса груза, т при $\gamma_{\sigma} = 2,3$ т/куб. м	Максимальная величина балластирующей способности груза, тс	Код ОКП
		H	h	L	B	a	b	c	A	f	d				
УБО-1420	1420	1600	800	1200	600	265	150	680	600	200	200	1,89	4,347	2,447	5853210587
УБО-1220	1220	1400	700	1350	600	265	150	600	550	200	200	1,85	4,253	2,407	5853210588
УБО-1020	1020	1100	500	1500	550	240	150	435	450	200	200	1,47	3,378	1,903	5853210589
УБО-530	530	700	400	1000	300	137	100	310	250	250	120	0,36	0,834	0,471	5853210592

Таблица 2 – Технические характеристики утяжелителей типа 1-УБКМ

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

При массовом способе установки утяжелители укладываются отдельными участками вплотную друг к другу; при всем этом единое их число и расстояния меж грунтами обязано отвечать притязаниям плана.

Главным недочетом обетонированных труб считается их большая цена. За счёт собственного веса потребовали значимых издержек на перевозку до объекта возведения, на укладку в траншею и приводят к повышению трудозатрат на строительной площадке.

2.3 Балластировка трубопроводов минеральным грунтом

Внедрение для балластировки трубопроводов огромных поперечников минеральных грунтов засыпки траншеи может быть при критериях: применения эластичных полотнищ из нетканых искусственных которые были использованы (НСМ) в хитросплетение с минеральным грунтом засыпки; применения закреплённых грунтов; внедрения сочетанных способов балластировки минеральным грунтом с железобетонными утяжелителями разных систем либо анкерных приспособлений; укладки трубопровода в перезаглублённую траншею (нужное повышение глубины траншеи определяется расчётом); применения заполненных грунтом полимерконтейнеров различных конструкций (рис. 6) [2].

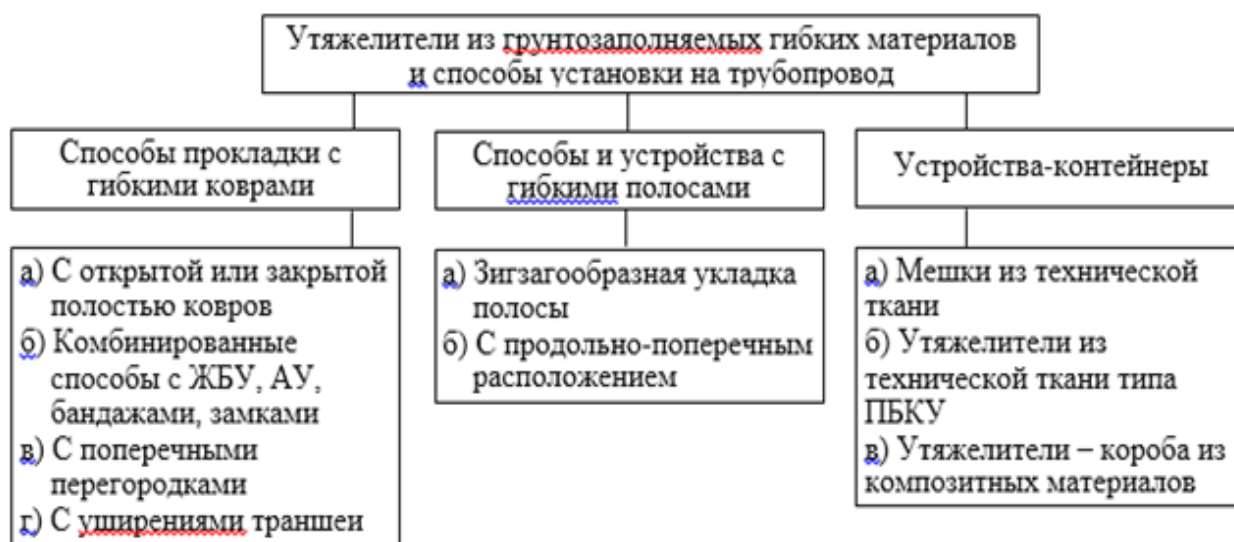


Рисунок 6 – Схема утяжелителей из грунтозаполняемых гибких материалов и способы их установки на трубопровод

Более экономным мат-лом для балластировки трубопроводов считается сам грунт, извлекаемый при копании траншеи. Употребляются последующие способы балластировки с внедрением грунта засыпки:

- использование полимерно-контейнерных балластировочные приспособления (ПКБУ);
- внедрение нетканых искусственных которые были использованы (НСМ);
- внедрение закреплённого грунта.

2.3.1 Использование устройств полимерноконтейнерного типа

Утяжелители балластировочные рекомендовано применять при строительстве и ремонте трубопроводов в обводнённых грунтах и заболоченной территории, на переходах через болота разных типов, вогнутых и выпуклых кривых и криволинейных участках, прилегающих к ним, на углах поворота в горизонтальной плоскости, участках выхода трубопровода на плоскость.

Наполняемые грунтом полимерноконтейнерные приспособления (ПКУ) производят по техусловиям. Они являются ёмкостью, повторяющей вид П-образного утяжелителя, стены которого выполнены из НСМ, пропитанного твердеющей полимерной смолой, придающей полости ПКУ нужную крепкость и жёсткость. Верхний силовой пояс сохраняет форму ёмкости при её засыпке грунтом. ПКУ изготавливают в двух модификациях: с жёсткими и гибкими карманами. Модификацией ПКУ (рис.7, табл. 3) является также складывающийся полимерноконтейнер (СПУ) [2].

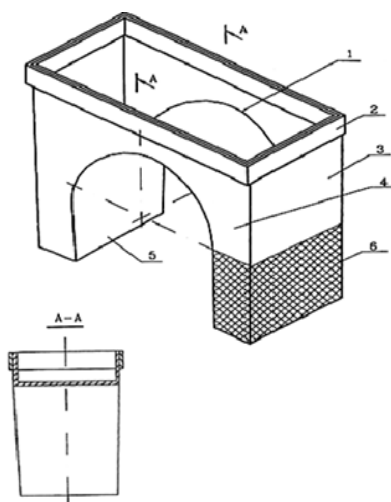


Рисунок 7 – Полимерноконтейнер ПКУ

1 – криволинейный свод; 2 – силовой пояс; 3 – боковая стенка; 4 – лобовой участок; 5 – карман для ПКУ; 6 – карман для ПКУ (м).

Единичные наполняемые минеральным грунтом полимерноконтейнеры настоятельно просят наименьшего расхода геотекстильного искусственного материала сравнимая с использованием полотнищ из НСМ. Полимерноконтейнерное наполняемое минеральным грунтом балластирующее приспособление (ПКБУ), (рис. 8, табл. 4), представляет из себя 2 контейнера, размещённых по две стороны

трубопровода, произведенных из крепкого и долговременного геотекстильного искусственного мат-ла, соединенных 4-мя мягенькими силовыми лентами и 2-мя металлическими распорными рамками.

Таблица 3 – Технические характеристики утяжелителей типа ПКУ

Наименование изделия	Диаметр трубы,	Размеры, мм			Объём, м ³	Масса, кг	Количество силовых поясов, шт.
		длина	ширина	высота			
ПКУ ПКУ (м)	1 420	2,3	1,0	1,65	1,83	48	2
	1 220	2,1	1,0	1,45	1,6	42	2
	1 020	1,7	0,8	1,25	0,86	29	2
	820	1,5	0,8	1,05	0,71	24	1
	720	1,4	0,8	0,95	0,65	21	1
	530	1,0	0,6	0,7	0,25	12	1
	426	0,9	0,6	0,6	0,2	10	1
	325	0,8	0,6	0,5	0,18	9,5	1

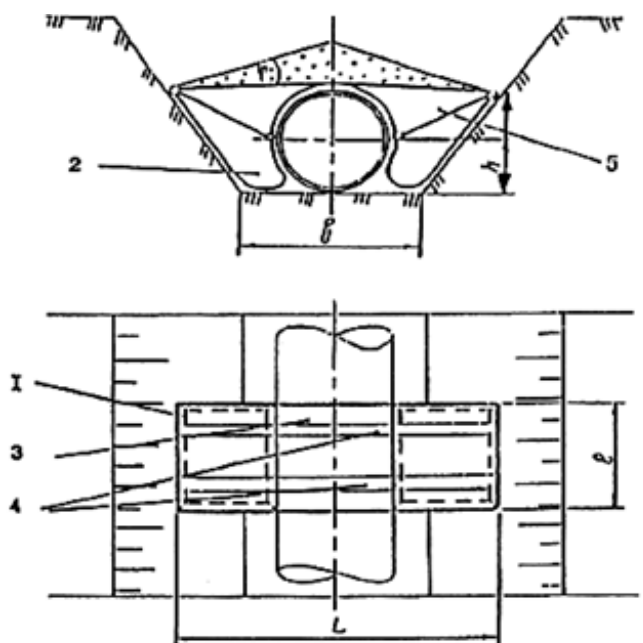


Рисунок 8 - Схема системы полимерно-контейнерного балластирующего приспособления (ПКБУ)

1 – рамка жёсткости; 2 – ёмкость из мягкой ткани; 3 – нижняя грузовая лента; 4 – верхняя грузовая лента; 5 – противоразмывная перегородка.

Таблица 4 – Технические характеристики ПКБУ

№ п./п.	Марка контейнера	Диаметр трубопровода, мм	Масса незагруженного ПКБУ, т / шт	Объём грунта шт. в группе, м ³	Количество штук ПКБУ в	Количество групп ПКБУ на
1	ПКБУ-1420	1 420	0,10	8,0 / 32 ÷ 35	4	50-40
2	ПКБУ-1220	1 220	0,098	6,0 / 14	2	80-100
3	ПКБУ-1020	1 020	0,077	5,0 / 12	2	50
4	ПКБУ-820	820	0,070	4 / 10	2	50
5	ПКБУ-720	720	0,065	3,0 / 8,6	2	50
6	ПКБУ-530	530	0,053	1,5 + 0,5	1	100
7	ПКБУ-325	325-426	0,030	0,9 + 0,2	1	25-40

Инсталлируются ПКБУ на трубопроводах по 1 через одинаковые расстояния либо массовым методом, и имеют все шансы быть применены для балластировки трубопроводов, прокладываемых в обводнённой и заболоченной территории, также на участках предсказуемого обводнения.

Достоинства ПКБУ в сравнении с железобетонными балластирующими приборами: объём перевозок груза ужимается в 100-150 раз; цена которые были использованы понижается в 2-3 раза; исключается вероятность дефекта изоляционного покрытия при продольных движениях трубопровода в процессе использования и при монтаже ПКБУ в ходе возведения, потому что рамки этой системы не полагаются на трубопровод на всех стадиях загрузки грунтом; исключается вероятность всплытия трубопроводов.

Недочетом ПКБУ считается давление жёсткой распорной рамы на изоляцию трубопровода и, как следствие, вероятная деструкция и дефект изоляции трубопровода [5].

2.3.2 Использование геотекстильных синтетических материалов

Для балластировки трубопроводов с внедрением НСМ зависимо от группы территории используются разные конструктивные схемы.

В критериях обводнённой территории и на участках предсказуемого обводнения в суглинистых грунтах быть может применено прибор, в каком НСМ (рис. 9, 10) монтируется в траншею на проложенный ранее в проектное положение нефтегазопровод и на откосы траншеи; заполняется грунтом до

дневных отметок траншея, после чего полотнище из НСМ перекрывает сверху траншею.

Использование НСМ дает возможность использовать для пригрузки доп объём грунта, размещённый меж трубой и стеной траншеи. НСМ непринужденно пропускает воду в две стороны от трубопровода и повдоль траншеи, хотя предутверждает вынос грунта, т. к. не пропускает частички объемом наиболее 50мм.

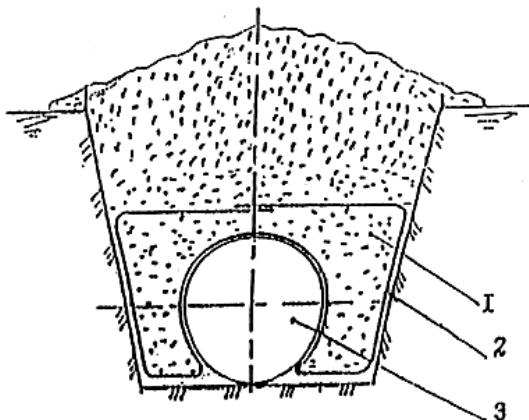


Рисунок 9 – Вариант закрепления нефтегазопроводов минеральным грунтом засыпки с применением полотнищ из НСМ

1 – грунт засыпки; 2 – полотнище из НСМ;
3 – газопровод.

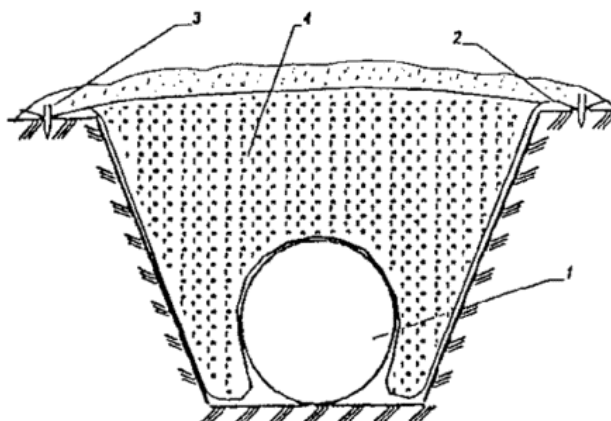


Рисунок 10 – Способ балластирования газопроводов минеральным грунтом засыпки с использованием полотнищ из НСМ (для песчаных грунтов)

1 – газопровод; 2 – полотнище из НСМ; 3 – металлический штырь; 4 – грунт засыпки.

На переходах через болота первого на подобии с стабильной смесью торфа, производятся бандажами из резинотканевых которые были использованы либо нескольких сваренных между собой полос из НСМ и устанавливается на дно траншеи до опуска в траншею нефтегазопровода и закрываются над засыпанным грунтом нефтегазопровода, охватывая весь массив грунта, созданный полотнищем из НСМ.

2.4 Анкерные закрепляющие устройства

Один из экономичных методов обеспечения стабильного положения трубопроводов на проектных отметках – их укрепление анкерными приспособлениями.

Укрепление трубопроводов анкерными приспособлениями производят на болотах с мощностью торфяной залежки, не превосходящей величины, Нторф., мтр, [3] и с подстилающими минеральными грунтами, обеспечивающими надёжную работу анкеров, также в критериях обводнённой и заболоченной территории.

Система свайного раскрывающего анкера (вида АР-401) представляет из себя штангу, повторяющий вид трубы поперечником 168 мм, толщиной в стенок 8-10 мм, которая снабжена заострённым наконечником, размещённым на забойном конце, и четырёх лопастей трапецеидальной формы, которые шарнирно крепятся к штанге, лопасти размещены по двое в 2 яруса по протяжённости штанги с углом поворота в плане меж парами 90°.

Плюсами анкеров считаются: быстрота доставки и установки; вероятность заглубления анкера в отсутствие нарушения текстуры грунта; малозначительный свой авторитет в сравнении с развиваемой удерживающей мощностью; маленькая цена. Более распространены винтообразные анкера (рис. 11, 12) [2].

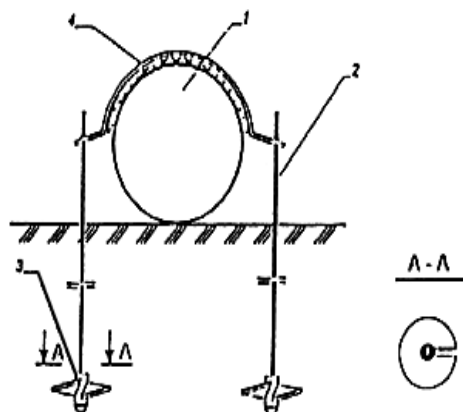


Рисунок 11 – Винтовое анкерное устройство ВАУ-1:

1 – газопровод; 2 – тяга анкера с наконечником; 3 – винтовая лопасть; 4 – силовой соединительный пояс.

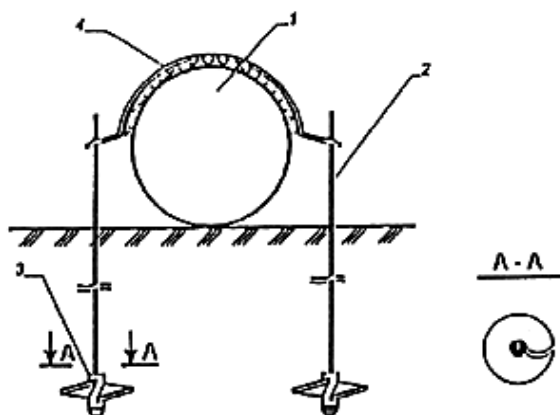


Рисунок 12 – Винтовое анкерное устройство ВАУ-М

1 – газопровод; 2 – тяга анкера с наконечником; 3 – винтовая лопасть; 4 – силовой соединительный пояс.

Укрепление трубопроводов с помощью вмораживаемых анкерных приборов (рис. 13) рекомендовано на участках нескончаемой мерзлоты (в большей степени в низкотемпературных твердомёрзлых минеральных песочных и глинистых стойких в реологическом отношении грунтах), если соблюдать условие, собственно несущие составляющие вмораживаемых анкеров обязаны присутствовать в вечномёрзлом грунте на протяжении всего срока их эксплуатации.

Анкерное приспособление дискового (на подобии ДАУ) (рис. 13) состоит из 2-ух тяг с одним либо 2-мя круглыми дисками на любой тяге, расположенными на определённом расстоянии между собой, 2-ух ограничителей

усилий (компенсаторов) и силового соединительного пояса. Ограничители усилий в анкерном приспособлении используются порой укрепления газопроводов, прокладываемых в пучинистых грунтах.

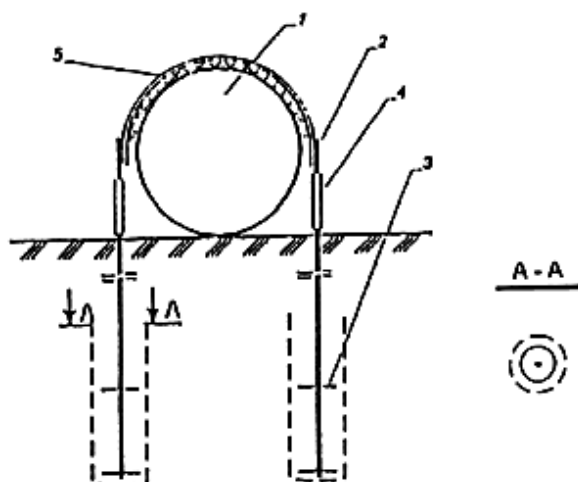


Рисунок 13 – Дисковое вмораживаемое анкерное устройство ДАУ-02К
 1 – газопровод; 2 – тяга; 3 – диск; 4 – ограничитель усилий; 5 – силовой соединительный пояс

Винтовое вмораживаемое анкерное устройство (ВАУ-В) состоит из двух или четырёх приваренных к втулкам винтовых лопастей, двух тяг с наконечниками и силового соединительного пояса.

Винтообразное вмораживаемое анкерное прибор, инъекционное (рис. 14, 15) гарантирует существенное увеличение его несущей возможности в сравнении с ДАУ при одинаковом поперечнике и глубине разрабатываемой скважины, за счёт значимого роста площади винтообразной лопасти в сравнении с диском. Также, упрощается разработка наполнения скважины грунтовым (песочным) веществом и увеличивается надёжность работы анкерного приспособления.

Вмораживаемое анкерное приспособление стержневого на подобии состоит из 2-ух тяг, исполненных из арматурных стержней повторяющегося профиля, 2-ух ограничителей усилий (при установке их в пучинистые грунты) и силового соединительного пояса.

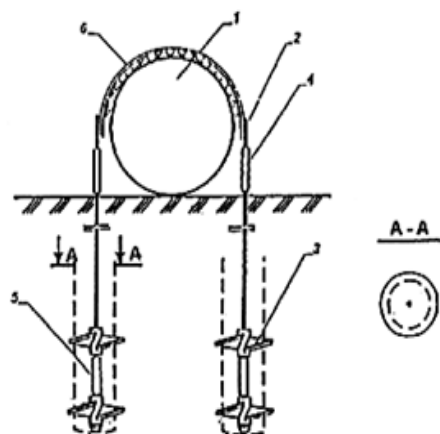


Рисунок 14 – Винтовое вмораживаемое анкерное устройство ВАУ-В

1 – газопровод; 2 – тяга с наконечником; 3 – винтообразная лопасть на втулке; 4 – втулка (разделительная); 5 – ограничитель усилий; 6 – силовой соединительный пояс.

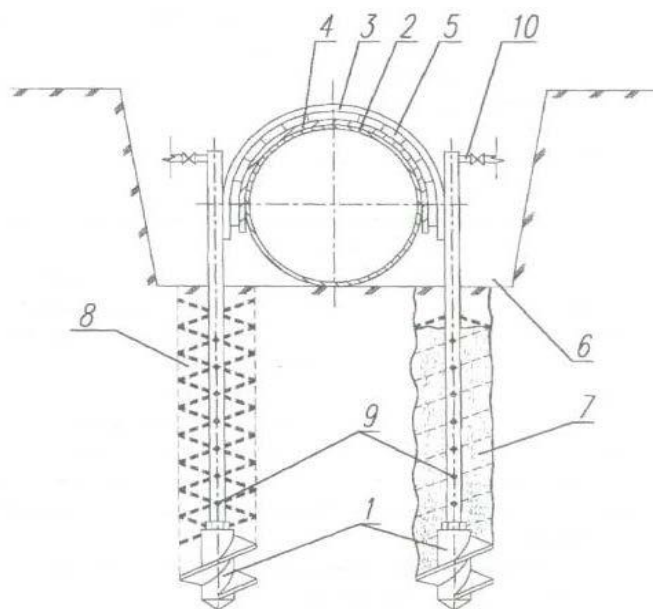


Рисунок 15 – Схема укрепления трубопровода винтообразными

анкерными приборами с завышенной удерживающей возможностью: 1 – винтообразной наконечник анкера; 2 – трубопровод; 3 – силовой пояс; 4 – защитная прокладка из бризола; 5 – футеровочный мат; 6 – траншея трубопровода; 7 – грунт нарушенной текстуры до инъектирования закрепляющего препарата;

8 – прикрепленный грунт опосля инъектирования; 9 – отверстия для инъекции вяжущего препараты в грунт; 10 – штуцер.

Контроль за несущей возможностью анкерных приборов нужно производить средством проведения контрольных тестирований выдерживающей перегрузкой на значение, обозначенную в плане [2].

2.5 Анкерные системы Cyntech

Фирма «СТ Инжиниринг» дает нестандартный вариант по закреплению нефтегазопроводов в проектном положении анкерными системами Cyntech. Анкерные системы Cyntech (рис. 16) используются при прохождении магистрали трубопровода по участкам со слабонесущими нестабильными грунтами: обводнённая территория; болота; водонасыщенные минеральные грунты; вечномёрзлые грунты; пески (пустынная территорию).

Анкерные системы Cyntech используются для исключения всплытия (в отдельных вариантах и погружения) и горизонтального движения трубопроводов относительным поперечником от 200 до 1400 мм.

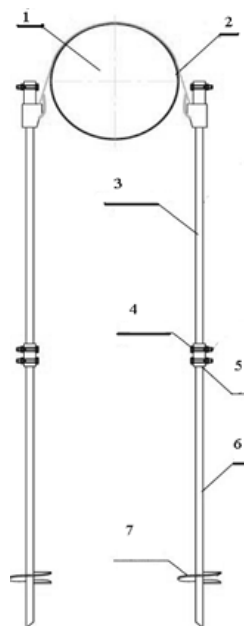


Рисунок 16 – Анкерное устройство Cyntech:

- 1 – трубопровод; 2 – седельный хомут;
- 3 – удлинительный стержень;
- 4 – болтовое соединение; 5 – муфта;
- 6 – анкер; 7 – винтовая лопасть.

Делаются из прочной легированной стали особого хим состава. Имеют квадратное непрерывное сечение и имеют все шансы наращиваться в отсутствии утраты стабильности.

Полиэстеровый седельный хомут, применяемый в системе, гарантирует надёжное укрепление трубопровода, не вызывая значимых автоматических напряжений, и предутверждает контакт системы с трубой.

Полиэстровый седельный хомут износостоек и долговечен; не вызывает механических дефектов слоя противокоррозийного покрытия трубопровода; за счёт эластичности и стабильности хомута система не подвержена действию линейных расширений трубопровода.

Тех. свойства анкерной системы: - предел текучести: наиболее 620 МПа; - крепкость: наиболее 850 МПа.

Срок эксплуатации анкерных систем равен сроку эксплуатации трубопровода. Залог на анкерные системы Cynotech сочиняет 30 лет.

Завышенная несущая способность анкерных систем Cynotech поддерживается за счёт способности прохождения анкерами слоя неуравновешенных грунтов и окончательного фиксирования их в крепких грунтах. Завинчивание анкеров останавливается при достижении расчётных значений вращающего эпизода.

При монтаже анкерных систем выявлена линейная зависимость дела вращающего эпизода при завинчивании анкера к перегрузке на анкерную систему. Коэффициент установлен эмпирическим маршрутом. Значения вращающего момента рассчитываются с учётом припаса несущей возможности анкерной системы.

В процессе монтажа вращающий эпизод завинчивания любого анкера контролируется средством измерительных устройств. Таким образом, при монтаже анкерных систем надёжность их предстоящей эксплуатации гарантируется по любому завинчиваемому анкеру.

Протяженность анкера ориентируется глубиной залегания крепкого грунта и имеет возможность превосходить прогнозируемую, рассчитанную на базе отчётов о исследованиях. В практике применения анкерных систем

протяженность анкеров достигала 30 метров (при применении в РФ – 19 метров). Таким макаром, ошибку интерполяции инженерных исследований не оказывает влияние на надёжность укрепления трубопроводов анкерными системами Syntech [6].

Укрепление трубопроводов анкерными приспособлениями имеет возможность исполняться в критериях обводнённой и заболоченной территории, также на переходах через болота с мощностью торфяной залежи, не превосходящей глубины траншеи. При всем этом подстилающие болота грунты обязаны гарантировать надёжную работу анкеров. В таблице 5 приведена сравнительная характеристика АУ Syntech с ВАУ старого поколения.

Таблица 5 – Отличительная особенность технологии крепления трубопроводов анкерными системами Syntech. Сравнение с ВАУ старого поколения

Параметр	Анкерные системы Syntech	Винтовые анкера ВАУ
Хомут седельный	Полиэстер не наносит мех-ских дефектов изоляции трубы. Хомут за счёт особенной сборки держателей хомута даёт ступень свободы при продольном линейном перемещении трубопровода. Предупреждает контакт системы с трубой. Седельный хомут намерено на заводе и считается нераздельной системой. Седельный хомут умеренно распределяет нагрузку меж правой и левой долями анкерной системы. Т. о. исключается вариант перегрузения одной из долей.	Высококачественная сталь просит добавочной изоляции места примыкания к трубе, повреждает изоляцию. Крепление муфт для силовых поясов, исполняемое с помощью сварки, добивалось кольцевого нахлесточного шва, хотя на практике производилось точечной сваркой в четырёх местах. Фиксированное отверстие для крепления муфт не гарантирует гарантированного укрепления трубопровода в проектном положении. Как следствие приводило к перегрузению одной из долей и обрыву муфты с силовым поясом. Недоступность крепкого прилегания к трубопроводу.
Длина анкера (глубина погружения)	До 30 метров (возможно глубже, на практике не применялось, не было необходимости). Нарращивание происходит посредством соединительных элементов без потери прочности.	До 5 метров

Продолжение таблицы 5

Параметр	Анкерные системы Cuntech	Винтовые анкера ВАУ
Срок службы, лет	30-50 лет.	
Отказы	Нет прецедентов.	До 80%. (При возможных горизонтальных и вертикальных перемещениях трубопровод оказывался не
Монтаж систем	Делается с помощью шаблонной (хоть какой) техники с гидравлической системой в хоть какое время года. До 30 комплектов (пар) за смену одним звеном трудящихся (3 жителя нашей планеты). Неизменный контроль процесса завинчивания анкеров. Завинчивание до минерального грунта.	Установка анкеров добивалась закрепления их в минеральный грунт на глубину более 6 поперечников винтообразной лопасти, хотя на практике заглубление сочиняло менее трёх и в отсутствии заглубления в минеральный грунт.
Условия применения	Нет ограничений, кроме скальных грунтов.	Глубина залежи торфяне более глубины траншеи.
Демонтаж	Анкер и удлинительный стержень соединяются посредством болтового соединения и муфты. При демонтаже можно легко извлечь анкерную систему обратным вывинчиванием и разобрать систему. (Возможно повторное применение.)	Анкер и удлинительный стержень соединяются с помощью муфты с резьбой. Таким образом вывинчивание невозможно.

2.6 Перспективный способ балластирования магистральных газопроводов на обводненных участках с применением комбинированного способа балластирования

Естественной необыкновенностью критерий Последнего Севера и Западной Сибири считается присутствие многолетнемерзлых пород непрерывного и прерывающегося распространения. Данное обуславливает обширное распространение разных криогенных геологических действий, усложняющих правила использования газопровода.

Задача обеспечения экстракласса надежности и эффективности

функционирования магистральных газопроводов считается всеохватывающей проблемой. В практике проектирования и строительных работ магистральных газопроводов на обводных землях в большинстве случаев используют народные средства укрепления – бетонные утяжелители. В трудных геокриологических критериях севера данные средства оказались мало верными. Дилемму стойкости магистральных газопроводов нужно улаживать не только лишь на стадии производства, да и, практика показывает, в периодах эксплуатации, как скоро появляются участки с нарушением проектного положения.

Недочеты внедрения ЖБУ состоят в их большой цене и неудовлетворительной надежности для пучинистых грунтов нескончаемой мерзлоты. В системе магистральных газопроводов на участке Ямбург – Ныда обнаружены сотни всплывших участков газопроводов, забалластированных железобетонными утяжелителями на подобии УБК, УБО. Это же можно заявить о вмораживаемых АУ. Единое растепление нескончаемой мерзлоты в 1-ые годы работы газопровода привело к групповым всплытиям его участков. Твердые взаимосвязи в системе "трубопровод – закрепляющая система – грунтовое причину" во время пучения замерзающего грунта не выдерживают усилий, образующихся при росте трубопровода и разрываются в следствие того, собственно не готовы восполнить вертикальные движения трубопровода и перераспределить их меж отдельными закрепляющими приспособлениями. Помимо всего этого, взаимодействие данных приспособлений с трубопроводом делает значимые локальные перегрузки, повреждающие изоляционное покрытие и вызывающие увеличение напряжений извива в стене труб.

При применении утяжелителей седлового на подобии (УБК), монтируемых на газопроводе поперечником 1420 мм с шагом в осях 1,5 2,5 мтр, защемленный в грунте засыпки, утяжелитель не имеет возможности перенестись совместно с газопроводом в поперечном направлении, храня стабильность и балластирующую способность.

Понижение балластирующей возможности утяжелителей в купе с сокращением глубины заложения нефтегазопровода в грунт в результате его

возвратно-поступательных поперечных перемещений может привести к всплытию нефтегазопровода на участке угла поворота, собственно инициирует, как было замечено, ежегодный подъем длины всплывшего участка во время паводков.

Решением данной проблемы является использование комбинированного способа балластирования (рис. 17).

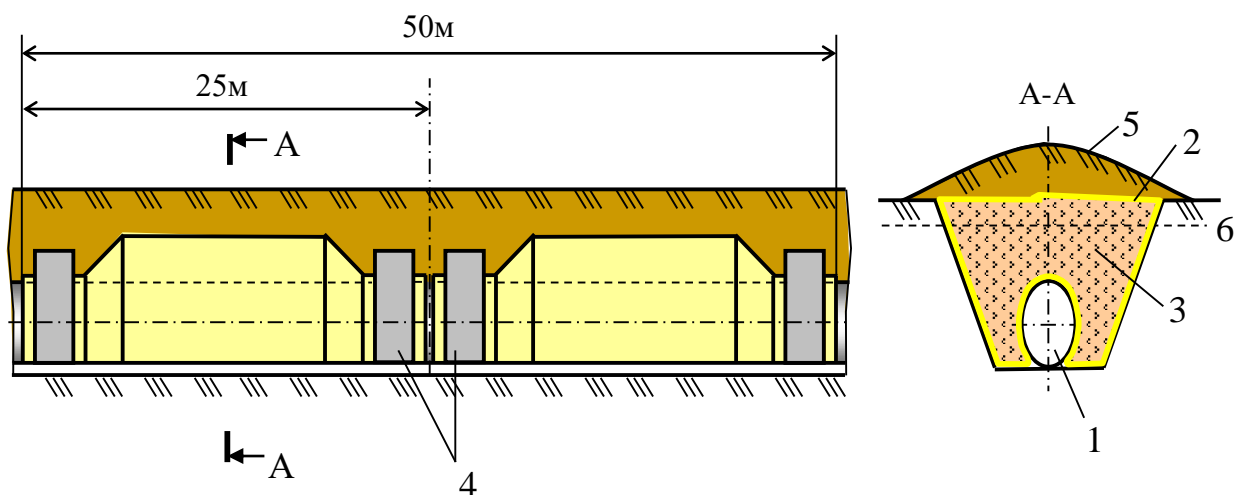


Рисунок 17 – Схема комбинированного способа балластирования: 1 – трубопровод; 2 – полотно НСМ; 3 – балластирующий минеральный грунт; 4 – утяжелитель типа УБО; 5 – грунт отвала (торф); 6 – уровень воды.

Практика эксплуатации нефтегазопроводов на обводных участках и вечномерзлых грунтах продемонстрировала отдача сочетанного метода балластирования газопровода с закрытыми полостями НСМ и внедрением фиксирующих железобетонных утяжелителей по концам любого блока засыпки.

3. Расчет шага балластировки магистрального газопровода «Ямбург - Ныда»

3.1 Балластировка трубопровода отдельными грузами

Для обеспечения стойкости положения трубопровода в траншее на проектных отметках делается его балластировка либо укрепление. Произведём расчёт основных параметров железобетонных утяжелителей и анкерных устройств НСМ и ПКБУ [2].

Рассчитаем основные параметры устойчивости балластируемого и закрепляемого трубопровода.

Методика расчёта данного раздела взята из источника [3].

Трубопровод, укладываемый в болотистом и обводнённом грунте, обязан быть закреплён против всплытия, коль скоро он имеет позитивную плавучесть. Ревизия против всплытия трубопроводов, прокладываемых на обводнённых участках, производится по расчётным перегрузкам и действиям из условия:

$$q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}} \geq K_{\text{м}} \cdot (K_{\text{нв}} \cdot q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} - q_{\text{тр}} - q_{\text{доп}}) \quad (1)$$

где $q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}}$ – нужное значение пригрузки либо расчётного усилия анкерного приспособления, приходящаяся на трубопровод протяженностью 1 мтр, Н/м;

$K_{\text{м}}$ – коэффициент сохранности по мат-лу, берем на себя для железобетонных утяжелителей $K_{\text{м}} = 1,05$;

$q_{\text{в}}$ – расчётная погонная выталкивающая сила воды, Н/м;

$K_{\text{н.в}}$ – коэффициент надёжности устойчивости положения трубопроводов против всплытия, принимаем по [1];

$q_{\text{тр}}$ – расчётный вес трубопровода (с учётом изоляции) на воздухе, Н/м;

$q_{\text{доп}}$ – расчётный вес продукта на воздухе, Н/м;

$q_{\text{изг}}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при выпуклом изгибе.

Параметры, входящие в формулу (1), рассчитываются по зависимостям

$$q_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} g \frac{\pi D_{\text{ф}}^2}{4} \quad (1.1)$$

$$q_{\text{изг}} = k_q \frac{EJ}{9\beta^2 R^3} \quad (1.2)$$

$$q_{\text{доп}} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^2 \quad (1.3)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, с учетом содержания солей и мехпримесей, $\rho_{\text{в}} = 1050 \text{ кг/м}^3$;

$D_{\text{ф}}$ – наружный диаметр футеровки, м;

$D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, см;

k_q – постоянный коэффициент для вогнутых кривых, $k_q = 8$;

β – угол поворота оси трубопровода, рад;

R – радиус кривизны рельефа дна траншеи, который обязан быть более либо равен наименьшему радиусу тугого изгиба оси трубопровода из условия стабильности, $R = 1000 \cdot D_{\text{г}}$;

E – модуль упругости металла, $E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$;

R – допустимый радиус упругого изгиба;

J – осевой момент инерции;

$\beta = 0,087 \text{ рад}$.

Расчетная нагрузка от 1 погонного метра трубы находится из условия [9]:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}}, \quad (2)$$

где $q_{\text{м}}$ – нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{\text{и}}$ – нагрузка от собственного веса изоляции трубопровода.

Порядок расчета [9]:

Наружный диаметр футеровки:

$$D_{\text{ф}} = D_{\text{н}} + 2 \cdot (\delta_{\text{и}} + \delta_{\text{ф}}) = 1,22 + 2 \cdot (0,006 + 0,004) = 1,44 \text{ м}. \quad (3)$$

Расчетная выталкивающая сила воды:

$$q_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} g \frac{\pi D_{\text{ф}}^2}{4} = 1050 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,44^2}{4} = 16565 \text{ Н/м} \quad (4)$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при выпуклом изгибе:

$$q_{\text{изг}} = k_q \frac{EJ}{9\beta^2 R^3} = 8 \cdot \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,018}{9 \cdot 0,007 \cdot 1400^3} = 172 \text{ Н/м} \quad (5)$$

Осевой момент инерции рассчитывается как:

$$J = \frac{\pi \cdot (D_H^4 - d^4)}{64} = \frac{3,14 \cdot (1,42^4 - 1,388^4)}{64} = 0,018 \text{ м}^4 \quad (6)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы определяется по формуле [3]:

$$q_M = n_{с.в.} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - d^2), \quad (7)$$

где $n_{с.в.}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от собственного веса, равный 1,1;

γ_M - удельный вес металла, из которого изготовлена труба, $\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$;

D_H, d - наружный и внутренний диаметры трубы, м.

$$q_M = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,42^2 - 1,388^2) = 5660 \text{ Н/м}. \quad (8)$$

Нагрузка от собственного веса изоляции трубопровода рассчитывается по формуле [9]:

$$q_{и} = n_{с.в.} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot (K_{ип} \cdot \delta_{ип} \cdot \rho_{ип} + K_{об} \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об}), \quad (9)$$

где $K_{ип}, K_{об}$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста, $K_{ип} (K_{об}) = 2,3$;

$\delta_{ип}, \rho_{ип}$ - соответственно толщина и плотность изоляции, $\delta_{ип} = 1,5 \text{ мм}$;

$\delta_{об}, \rho_{об}$ - то же для оберточных материалов, $\delta_{об} = 0,6 \text{ мм}$, $\rho_{об} = 1175 \text{ кг/м}^3$.

$$q_{и} = 1,1 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 9,81(2,3 \cdot 0,0015 + 2,3 \cdot 0,0006 \cdot 1175) = 295 \text{ Н/м} \quad (10)$$

Нагрузка от веса газа, находящегося в трубопроводе единичной длины определяется по формуле [3]:

$$q_{доп} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{вн}^2, \quad (11)$$

где p - рабочее (нормативное) давление, $p = 7,35 \text{ МПа}$;

$D_{вн}$ - внутренний диаметр трубы, см.

$$q_{доп} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{вн}^2 = 10^{-2} \cdot 7,35 \cdot 1,388^2 = 1416, \text{ Н/м}.$$

Нормативный вес балластировки в воде рассчитывается по формуле (1):

$$q_{бал.в.}^H = 1,05 (1,05 \cdot 16565 + 172 - 5660 - 1416) = 11013 \frac{\text{Н}}{\text{м}} \quad (12)$$

При балластировке трубопровода отдельными утяжелителями шаг

утяжелителей, при равномерном расстоянии между осями утяжелителей, м [9]:

$$l_{\Gamma} = \frac{m_{\Gamma}g}{q_{\text{бал.в}}^{\text{H}}} \left(1 - \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{б}}}\right), \quad (13)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2 , $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

m_{Γ} – масса одного пригруза типа 1-УБКм-1420-10, $m_{\Gamma} = 6020 \text{ кг}$;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды с учётом растворённых в ней солей, кг/м^3 ,
 $\rho_{\text{в}} = 1,05 \text{ кг/м}^3$;

$\rho_{\text{б}}$ – плотность груза, кг , $\rho_{\text{б}} = 2300 \text{ кг/м}^3$

Шаг балластировки отдельными грузами:

$$l_{\Gamma} = \frac{6020 \cdot 9,81}{11013} \left(1 - \frac{1050}{2300}\right) = 4,78 \text{ м}. \quad (14)$$

3.2 Балластировка трубопровода сплошным обетонированием

При непрерывном обетонировании необходимый внешний поперечник забалластированной трубы обусловится из выражения [3]:

$$D_{\text{б}} = \sqrt{\frac{\pi\gamma_{\text{б}}D_{\text{из}}^2 - 4q_{\text{тр}}}{\pi(\gamma_{\text{б}} - K_{\text{м}}\gamma_{\text{в}})}}, \quad (15)$$

где $\gamma_{\text{б}}$ – удельный вес бетона, кгс/м^3 ;

$D_{\text{из}}$ – диаметр заполированного трубопровода.

$$D_{\text{б}} = \sqrt{\frac{\pi\gamma_{\text{б}}D_{\text{из}}^2 - 4q_{\text{тр}}}{\pi(\gamma_{\text{б}} - K_{\text{м}}\gamma_{\text{в}})}} = \sqrt{\frac{3,14 \cdot 2346 \cdot 1,42^2 - 4 \cdot 5801}{3,14 \cdot (2346 - 1,05 \cdot 1,05)}} = 1,52 \text{ м}.$$

3.3 Расчёт балластировки трубопровода с применением анкерных устройств

В соответствии с [3], для трубопровода диаметром 1420 мм могут быть использованы анкеры с диаметром лопастей 0,5 м. Принимаем $D_{\text{анк}} = 0,5 \text{ м}$.

При балластировке железными винтообразными анкерными приспособлениями расчётное усилие (дозволяемая перегрузка) $B_{\text{анк}}$ определяется по формуле [3]:

$$B_{\text{анк}} = Z_{\text{анк}} m_{\text{анк}} N_{\text{анк}}, \quad (16)$$

где $Z_{\text{анк}}$ – число анкеров в одном анкерном устройстве, шт.;

$m_{\text{анк}}$ – коэффициент условий работы анкерного устройства.

Коэффициент критерий работы винтообразных анкеров ориентируется по формуле [3]:

$$m_{\text{анк}} = 0,25 \cdot \left(1 + \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{анк}}}\right), \quad (17)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, м.

$$m_{\text{анк}} = 0,25 \cdot \left(1 + \frac{D_{\text{н}}}{D_{\text{анк}}}\right) = 0,25 \cdot \left(1 + \frac{1,42}{0,5}\right) = 0,96 \quad (18)$$

Расчетная несущая способность анкера вычисляется по формуле [9]:

$$N_{\text{анк}} = \frac{m_{\text{в}}}{K_{\text{н}}} \cdot F_{\text{л}} \cdot (A \cdot C_{\text{гр}} + B \cdot \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{а}}), \quad (19)$$

где $m_{\text{в}}$ – коэффициент условий работы анкера при выдергивающей нагрузке;

$F_{\text{л}}$ - площадь лопастей анкера, м^2 , $F_{\text{л}} = 1\text{м}^2$;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности анкера, $K_{\text{н}} = 1,4$;

A , B – числовые коэффициенты, величина которых зависит от угла внутреннего трения [9];

$C_{\text{гр}}$ – коэффициент сцепления грунта, кПа;

$\gamma_{\text{гр}}$ – средневзвешенный удельный вес грунтов, залегающий от дна траншеи до отметки заложения лопастей анкера [9];

$h_{\text{а}}$ – глубина заложения лопастей до дна траншеи.

$$N_{\text{анк}} = \frac{0,6}{1,4} \cdot 1 \cdot (9,6 \cdot 4 + 4,5 \cdot 7 \cdot 2) = 19,4 \text{ кН}. \quad (20)$$

Расчетная несущая способность анкерного устройства [3]:

$$B_{\text{анк}} = Z_{\text{анк}} m_{\text{анк}} N_{\text{анк}} = 2 \cdot 0,96 \cdot 19,4 = 37,2 \text{ кН}. \quad (21)$$

Расстояние между анкерами [3]:

$$l_{\text{а}} = \frac{B_{\text{анк}}}{q_{\text{бал.в.}}^{\text{н}}} = \frac{37,2}{11013 \cdot 10^{-3}} = 4,3 \text{ м}. \quad (22)$$

3.4 Расчет балластировки трубопровода с помощью вмораживаемых анкеров в вечномёрзлых грунтах

Исходные данные:

Анкер двухдисковый, поперечник дисков 120 мм, расстояния между дисками - 500 мм; поперечник скважины - 150 мм, тяга железная повторяющегося профиля поперечником 28 мм. Анкер устанавливается

буроопускным методом. Для наполнения скважины употребляется песочный раствор (пылеватый песок). Протяженность взаимодействия анкера с вечномёрзлым грунтом, температура грунта показаны на рисунке прибавления. Льдистость грунта не менее 0,2. Плавучесть трубопровода поперечником 1420 мм воспринимается одинаковой 1101 кгс/м.

Определяем площадь дисков по формуле [2]:

$$A_1 = A_2 = \frac{\pi d_g^2}{4} - \frac{\pi d_T^2}{4} = 0,25\pi(120^2 - 28^2) = 107 \text{ см}^2, \quad (23)$$

где d_g – диаметр дисков, мм;

d_T – тяга стальная периодического профиля, мм.

По температуре и названию грунта распознаем расчётные давления на диски R_i по [2] для глубины погружения диска, одинаковой 10м. Температура t_1 на уровне нижнего диска одинакова минус 2,1 °С, на уровне верхнего- 2 °С. Тогда $R_1 = 20,2 \text{ кгс/см}^2$; $R_2 = 20 \text{ кгс/см}^2$

Для температуры грунта посреди слоя по [2] для песочных грунтов обретаем расчётное противодействие R_{af} смерзанию грунта с поверхностью тяги. Оно сочиняет (способом интерполяции меж 2-мя значениями температур минус 1,5 °С и 2 °С) $R_{af} = 1,68 \text{ кгс/см}^2$

Площадь поверхности смерзания тяги, A_a , см^2 [2]:

$$A_a = \pi \cdot d_T \cdot 200 = 1760 \text{ см}^2. \quad (24)$$

Несущая способность анкера, F_d , кгс по формуле[2]:

$$F_d = \gamma_c \left(\sum_{j=1}^n R_i \cdot A_i + \sum_{j=1}^m R_a \cdot A_a \right) = 1,2 \cdot (20,2 \cdot 107 + 20 \cdot 107 + 1,68 \cdot 1760) = 8710 \text{ кгс}. \quad (25)$$

где γ_c – коэффициент условия работы,[2];

i – номер диска;

n – число дисков;

R_i – расчётное давление на мёрзлый грунт, кгс/см^2 ,

A_i – площадь диска (за исключением площади сечения стержня);

j – номер слоя, $j = 1$;

m – число слоёв, $m = 1$.

Несущая способность анкерного устройства, B_a , кгс [2]:

$$B_a = \frac{z \cdot m_a \cdot F_d}{\gamma_k}, \quad (26)$$

где z – количество анкеров в анкерном устройстве, $z = 2$;

m_a – коэффициент условия работы лопасти анкерного устройства $m_a = 1$;

γ_k – коэффициент надёжности анкера, $\gamma_k = 1,25$.

$$B_a = \frac{2 \cdot 1 \cdot 8710}{1,25} = 13936 \text{ кгс.} \quad (27)$$

Определяем расстояния между анкерными устройствами, исходя из устойчивости трубопровода против всплытия l_a , м [2]:

$$l_a = \frac{B_a}{q_{\text{бал.в.}}^H} = \frac{13936}{1101} = 12,65 \text{ м.} \quad (28)$$

Учет балластирующего действия минеральных грунтов засыпки (до дневной плоскости), применяемых для баллаستировки газопроводов в купе с утяжелителями разных систем при массовом методе их размещения, принимается решение проектной организацией, отталкиваясь от определенных грунтовых критерий и сезона исполнения строительных работ. [7]

4. Моделирование напряженно-деформированного состояния размытого участка газопровода, подвергающегося сезонному обводнению

Участки газопроводов, пролегающие в поймах рек и на болотистой территории, имеют все шансы временами подтапливаться. При комбинации неблагоприятных факторов (вымывание грунта над трубопроводом, смещении балластирующих и закрепляющих приспособлений, которые удерживают газопровод на запроектированной глубине, либо неимении таковых приспособлений, на стадии исследований либо проектирования) на таковой местности может быть образование размытых и всплывших участков трубопроводов. На таковых участках случается утрата стойкости газопроводов, коя имеет своим результатом возникновение на плоскости трубопровода гофр, а при лишнем извиге оси трубы - разрушение стены трубопровода. И в том, и в ином случае увеличивается риск появления аварийных обстановок.

Исследуем участок газопровода, который символически может быть поделить на 3 доли: в центральной части, где происходит вымывание грунта, и эта часть периодически подтапливается водой, а участки, расположенные в грунте, примыкают к ней слева и справа. Будем считать, что, фактически механико-физические свойства грунта, который находится на границах размываемого участка газопровода, идентичны и неизменны.

Потому что газопровод в центральных участках периодически подтапливается, то зависимо от веса воды на рассматриваемом участке газопровод может или деформироваться, провисая над размываемым участком как однопролетный бескомпенсаторный переход, либо деформироваться, всплывая из-за воздействия выталкивающей силы в случае увеличения уровня воды. Схема газопровода на размытом участке при высоком уровне воды представлены на рисунке 18.

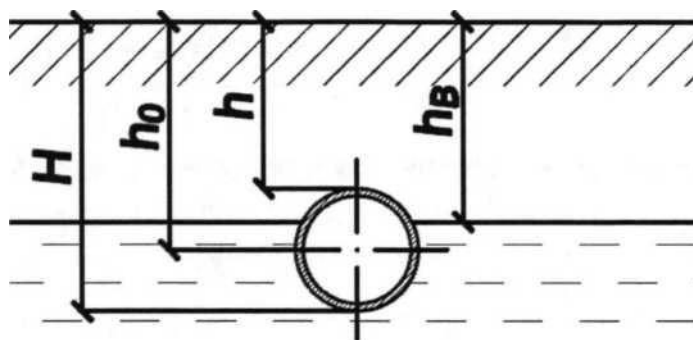


Рисунок 18 – Схема газопровода на рассматриваемом участке в момент увеличения уровня воды.

h_B - расстояние от верха засыпки до уровня воды;

H , h_0 , h - расстояния от верхней образующей траншеи до нижней образующей трубопровода, его оси и верхней образующей, в соответствии с ЭТИМ.

Чтобы моделировать рассматриваемый участок газопровода, грунт над которым размыт, следует воспользоваться моделью трубопровода, которой выполнен из прямолинейных труб, не приводит взаимодействие с грунтом и испытывает деформации от внутреннего рабочего давления в трубопроводе p_0 , температурного перепада Δ и распределенной вертикальной перегрузки $q_{\text{во}}$, которая является равнодействующей выталкивающей силы воды, собственного веса газопровода и веса транспортируемого в нем газа.

Моделью газопровода, с помощью которой будем выполнять расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода примем стержень трубчатого сечения, выполненный из упругого материала. Будем рассматривать для расчета схему стержня, который оказываеься под действием продольной сжимающей силы S_x и поперечной перегрузки $q_{\text{во}}$, представленную на рисунке 19.

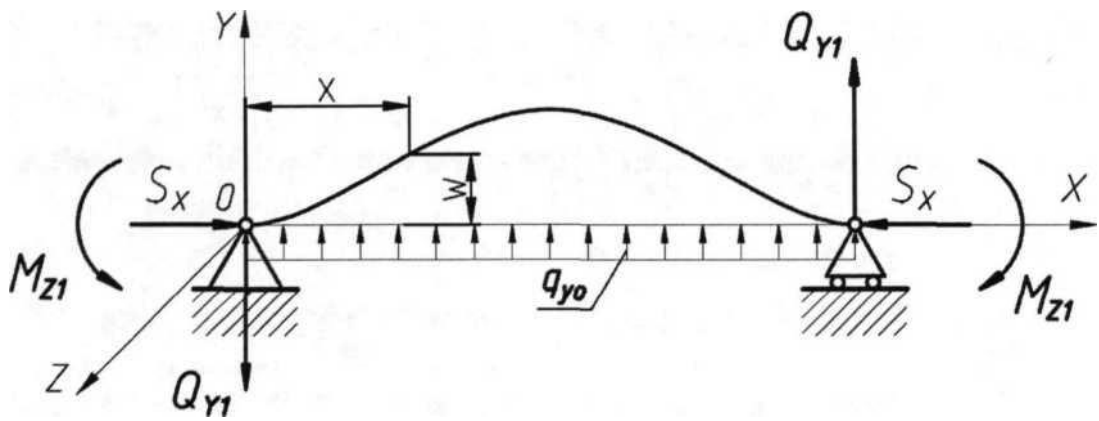


Рисунок 19 - Рассматриваемая схема стержня, с помощью которой выполняется расчет.

Он находится под действием продольной сжимающей силы \$S_x\$ и поперечной нагрузки \$q_{y0}\$. Значение \$S_x\$ именуется эквивалентным продольным усилием и

являет из себя равнодействующую сил, имеющих в сечении трубопровода. Значение ее присутствует по формуле:

$$s_x = p_0 \cdot F_{св} - N_x ,$$

где \$p_0\$ - внутреннее давление в газопроводе;

\$F_{св}\$ - площадь поперечного сечения трубы «в свету»;

\$N_x\$ - осевое продольное усилие, которое появляется в стене трубопровода от деструкций растяжения-сжатия осевой полосы стержня, появляющихся в следствии температурного перепада \$M_{тр}\$, внутреннего рабочего давления и взаимодействия трубы с грунтом, и рассчитывается при помощи последующего выражения [62]

$$N_x = \mu \cdot \sigma_{кц} \cdot F_0 - \alpha \cdot \Delta t \cdot E \cdot F_0 ,$$

где \$\mu\$ - коэффициент Пуассона металла трубы;

(\$\sigma_{кц}\$ - кольцевые напряжения в стенке трубы, возникающие от внутреннего рабочего давления;

\$\alpha\$ - коэффициент линейного расширения металла трубы;

\$F_0\$ - площадь поперечного сечения стенки трубопровода;

\$\Delta t\$ - разность температуры эксплуатации трубопровода и температуры его замыкания при строительстве.

Коль скоро квадраты углов поворота продольной оси трубы малы в сравнении с ее деформацией сжатия-растяжения, то не трудно догадаться, собственно извив не оказывает влияние на значение продольного старания в стене трубопровода, и значение продольного старания станет неизменным.

Первое слагаемое уравнения (2.1) впервые вычислено в работе [35].

Поперечная умеренно распределенная по протяженности трубопровода перегрузка q ориентируется как выталкивающая мощность воды за минусом веса трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{y0} = q_B - q,$$

где q_B - выталкивающая сила воды, действующая на 1 м трубопровода;

q - вес 1 м трубопровода с газом.

Запишем дифференциальное уравнение изгиба стержня, представленного на рисунке 19:

$$EJ_z w^n = M_{z1},$$

где w — прогиб стержня (прогиб трубопровода на размытом участке);

E - модуль упругости материала трубы;

J_z - момент инерции поперечного сечения трубы;

M_z - изгибающий момент, определяемый по формуле:

$$M_{z1} = M_z^q - M_z^{Sx},$$

где M_z^q , M_z^{Sx} - изгибающие моменты, создаваемые поперечной нагрузкой q_{y0} и продольной сжимающей силой S_x , соответственно.

Поперечная сила Q_{y1} определяется по формуле:

$$Q_{y1} = Q_y^q - Q_y^{Sx},$$

где Q_y^q , Q_y^{Sx} - поперечные силы, создаваемые поперечной нагрузкой q_{y0} и продольной сжимающей силой S_x , соответственно.

По ходу расчета напряженно-деформированного состояния газопровода на рассматриваемом участке, применим модель подземного участка трубопровода будем считать прямолинейным, и не содержащего криволинейных вставок, и углов поворота (являющегося жестко прямолинейным). Подразумевается, собственно причина трубопровода деформируется согласно догадке Винклера

- Циммермана. Данное означает, собственно противодействие грунта причины $\gamma(x)$ напрямик гармонично перемещению трубопровода в вертикальном вниз направлении $v(x)$, т.е.

$$r(x) = k_y \cdot v(x),$$

где k_y - коэффициент постели основания.

В следствие того, собственно утрата стойкости подземного трубопровода не имеет возможности случится до утраты несущей возможности грунта, то станем считать, собственно оказываемое со стороны грунта противодействие движениям трубопровода в вертикальном ввысь направлении очень, и при движениях в этом направлении на участке Трубопровод претерпевает деяние максимального противодействия грунта поперечным вертикальным ввысь движениям $q_{пр\ гр}$, которые определяются по формуле:

$$q_{пр\ гр} = \gamma_{гр} \cdot D_n \cdot (h_0 - 0,39 \cdot D_n) + \gamma_{гр} \cdot h_0^2 \cdot tg0,7 \cdot \varphi_{гр} + \frac{0,7 \cdot c_{гр} \cdot h}{\cos 0,7 \cdot \varphi}$$

где $\gamma_{гр}$ - объемный вес грунта в естественном (необводненном состоянии);

D_n - наружный диаметр трубопровода;

$\varphi_{гр}$ ~ угол внутреннего трения сцепление грунта [2].

Размытый участок трубопровода вместе с прилегающими подземными участками рассмотрен на расчетной схеме. На расчетной схеме трубопровода, представленной на рисунке 20 показаны направления осей координат и принятые обозначения.

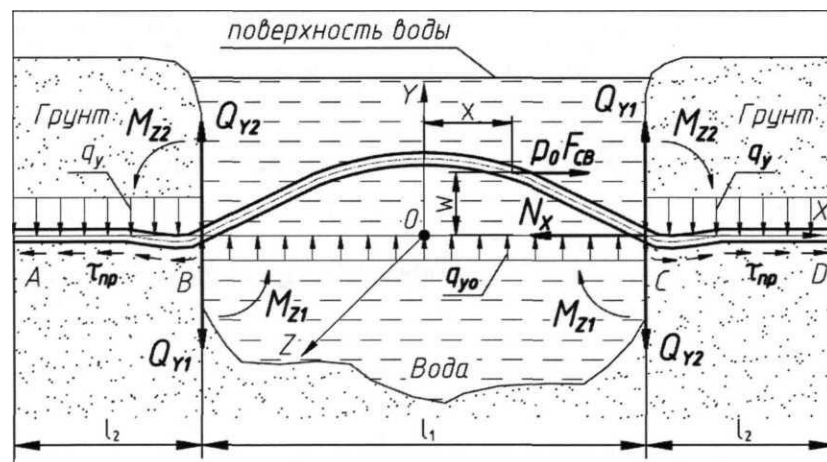


Рисунок 20 - Расчетная схема трубопровода

А и D - точки являющиеся концами участка газопровода в грунте; В и С - точки находящиеся на границах размываемого и подземного участков соответственно; О - точка являющаяся медианой размываемого участка; M_{z1}, M_{z2} - изгибающие моменты, которые воздействуют на размываемые и прилегающие подземные участки газопровода, соответственно; Q_{y1}, Q_{y2} - поперечные силы, действие которых приходится на размываемый и прилегающие подземные участки, соответственно; $\tau_{пр}$ - сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода.

Точка О, окружающая по центру размытого участка, считается началом координат. По горизонтальной оси ОХ будем откладывать значения осевой продольной координаты x , которая лежит в плоскости чертежа, а по вертикальной оси ОУ обозначим значения стрелы роста продольной оси трубопровода, соответственно лежащей в плоскости чертежа. Ось ОZ направляется перпендикулярно к плоскости, в который рассматривается чертеж. Будем делить на 3 части рассматриваемый участок газопровода: на участке ВС грунт над трубопроводом размыт и трубопровод зависимо от значения воды или провисает над размытым участком, или всплывает из-за воздействия выталкивающей силы воды, на отрезках ВА и CD, которые примыкают к размываемому участку, газопровод расположен в грунтовые траншеи. Центральная часть ВС символически разделяется на 2 доли: ВО и ОС. Обозначим через l_0 длины долей ВО и ОС, а через l_2 - длины долей АВ и CD.

Так как деструкция трубопровода на размытом участке ВС случается симметрично что же касается центра просвета (точки О), а характеристики грунтовой траншеи АВ и CD, которые прилегают к рассматриваемому участку, схожи, то напряженно-деформированное состояние осматриваемого трубопровода довольно изучить на участках ОС и CD.

Следующим шагом станет введение системы локальных прямоугольных координат для любого из исследуемых участков ОС и CD. Точка О станет началом отсчета локальных систем координат - для размытого участка трубопровода, а точка С - для подземного участка.

Уровень воды в центральные доли осматриваемого участка считается переменным. Означает, выталкивающая мощность воды, работающая на трубопровод на этом участке, кроме того заменяет свое значение. Выталкивающая сила воды, действующая на погонный метр газопровода, вычисляется при помощи выражения [2]:

$$q_B = \gamma_B F_{\text{обв}},$$

где $F_{\text{обв}}$ - площадь поперечного сечения трубы, которая находится в воде:

$$F_{\text{обв}} = \frac{D_H^2}{8} (\alpha - \sin \alpha),$$

γ_B - удельный вес воды с учетом веществ, которые в ней растворены;

D_H - наружный диаметр трубопровода, учитывающий футеровку и изоляционное покрытие трубы в случае их наличия;

α - угол, характеризующий, на каком уровне относительно оси трубопровода находится вода.

Так как прогиб трубопровода на размытом участке добивается большего ценности в точке О, условно коей находящиеся слева и справа участки искажаются симметрично друг дружке, то в данной точке продланная к осевой полосы трубопровода касательная станет параллельна горизонтальной оси ОХ.

Разглядим вариант, как скоро концы осматриваемого трубопровода защемлены грунтом. В данном случае на трубопровод работает эквивалентное продольное усилие S_x .

4.1 Расчет параметров напряженно-деформированного состояния пойменного участка газопровода, проложенного через среднюю реку

Разглядим подводный переход газопровода северную речку, относящуюся сообразно [44] к рекам центральной группы. Из-за неимения другого выбора, переход был построен в излучке речки. Техногенное вмешательство в природную среду привело к ужесточению действий становления меандров и размыва грунта на береговых участках, в следствии чего же возник размывтый участок газопровода. Кроме того, в ходе размыва грунта над трубопроводом под деянием brutального действия обводненного песка («водогрунта») вышло

опрокидывание утяжелителей. Как и случаеосмотренному на подводном переходе через небольшую северную речку, возник размывтый участок газопровода, всплывающий под поступком выталкивающей силы воды в период вешнего половодья и провисающий над размывтой долею всё остальное время.

4.2 Вспомогательные расчеты

Представим исходные данные для проведения расчета рассматриваемого участка:

наружный диаметр трубопровода $D_n = 1020$ мм;

толщина стенки трубопровода $\delta = 12$ мм;

величина заглубления трубопровода на прилегающих подземных участках $h = 1,38$ м

- плотность воды $\rho_v = 1050$ кг/м³;
- температурный перепад $\Delta t = 20^\circ\text{C}$;
- внутреннее рабочее давление в газопроводе $p_0 = 6$ МПа;
- длина размывтого участка трубопровода $L = 50$ м.

Чтобы построить модели характеристик НДС рассматриваемого участка газопровода необходимо вычислить следующие величины.

Расчетная нагрузка от 1 погонного метра трубы находится из условия[9]:

$$q_{\text{тр}} = q_m + q_{\text{и}}, \quad (2)$$

где q_m – нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{\text{и}}$ – нагрузка от собственного веса изоляции трубопровода.

Порядок расчета [9]:

Наружный диаметр футеровки:

$$D_{\phi} = D_n + 2 \cdot (\delta_{\text{и}} + \delta_{\phi}) = 1,22 + 2 \cdot (0,006 + 0,004) = 1,44 \text{ м.} \quad (3)$$

Расчетная выталкивающая сила воды:

$$q_v = \rho_v g \frac{\pi D_{\phi}^2}{4} = 1050 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,44^2}{4} = 16565 \text{ Н/м} \quad (4)$$

Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при выпуклом изгибе:

$$q_{\text{изг}} = k_q \frac{EJ}{9\beta^2 R^3} = 8 \cdot \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,018}{9 \cdot 0,007 \cdot 1400^3} = 172 \text{ Н/м} \quad (5)$$

Осевой момент инерции рассчитывается как:

$$J = \frac{\pi \cdot (D_H^4 - d^4)}{64} = \frac{3,14 \cdot (1,42^4 - 1,388^4)}{64} = 0,018 \text{ м}^4 \quad (6)$$

Нагрузка от собственного веса металла трубы определяется по формуле [3]:

$$q_M = n_{\text{с.в.}} \cdot \gamma_M \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - d^2), \quad (7)$$

где $n_{\text{с.в.}}$ - коэффициент надежности по нагрузкам от собственного веса, равный 1,1;

γ_M - удельный вес металла, из которого изготовлена труба, $\gamma_M = 78500 \text{ Н/м}^3$;

D_H, d - наружный и внутренний диаметры трубы, м.

$$q_M = 1,1 \cdot 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,42^2 - 1,388^2) = 5660 \text{ Н/м}. \quad (8)$$

Нагрузка от собственного веса изоляции трубопровода рассчитывается по формуле [9]:

$$q_{\text{и}} = n_{\text{с.в.}} \cdot \pi \cdot D_H \cdot g \cdot (K_{\text{ип}} \cdot \delta_{\text{ип}} \cdot \rho_{\text{ип}} + K_{\text{об}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}), \quad (9)$$

где $K_{\text{ип}}, K_{\text{об}}$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста, $K_{\text{ип}} (K_{\text{об}}) = 2,3$;

$\delta_{\text{ип}}, \rho_{\text{ип}}$ - соответственно толщина и плотность изоляции, $\delta_{\text{ип}} = 1,5 \text{ мм}$;

$\delta_{\text{об}}, \rho_{\text{об}}$ - то же для оберточных материалов, $\delta_{\text{об}} = 0,6 \text{ мм}$, $\rho_{\text{об}} = 1175 \text{ кг/м}^3$.

$$q_{\text{и}} = 1,1 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 9,81 (2,3 \cdot 0,0015 + 2,3 \cdot 0,0006 \cdot 1175) = 295 \text{ Н/м} \quad (10)$$

Нагрузка от веса газа, находящегося в трубопроводе единичной длины определяется по формуле [3]:

$$q_{\text{доп}} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^2, \quad (11)$$

где p - рабочее (нормативное) давление, $p = 7,35 \text{ МПа}$;

$D_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр трубы, см.

$$q_{\text{доп}} = 10^{-2} \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^2 = 10^{-2} \cdot 7,35 \cdot 1,388^2 = 1416, \text{ Н/м}.$$

Разглядим размытый участок газопровода поперечником 1020 мм, лежащий в пойменные доли реки, во время вешнего половодья, как скоро вода заливаает усвою реки, и обнаженный участок как оказалось стопроцентно под водой. При таком варианте значение выталкивающей силы воды $Q_{\text{выт}}$, работающей на размытый участок газопровода, добивается большего ценности и оформляет 8,58 кН/метр, а значение суммарной перегрузки в данной доли, направленной вертикально ввысь, приравнивается 4,74 кН/метр. На подземных участках газопровода, примыкающих слева и справа к размытому участку грунт максимально противодействует поперечным вертикальным движениям трубы.

Возведем модели участка трубопровода поперечником 1020 мм, беря во внимание главные характеристики НДС трубопровода. На рисунках 21 и 22 представлены модели участка трубопровода, сделанные в среде Autodesk Inventor 2017, их изгибные напряжения, также условное смещение газопровода от оси при протяженности размытого участка, равной 50 м.

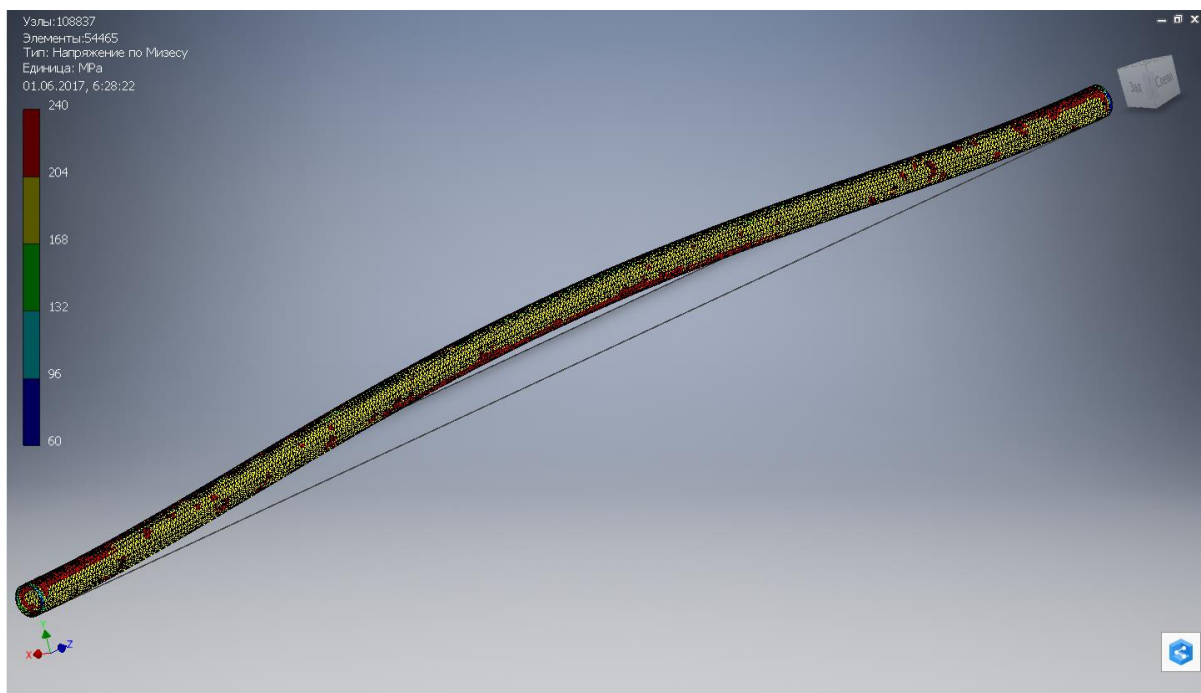


Рисунок 21 – Модель участка газопровода диаметром 1020x16 мм ($p_0 = 6$ МПа, $L = 50$ м), изменение изгибных напряжений на размытом обводненном участке.

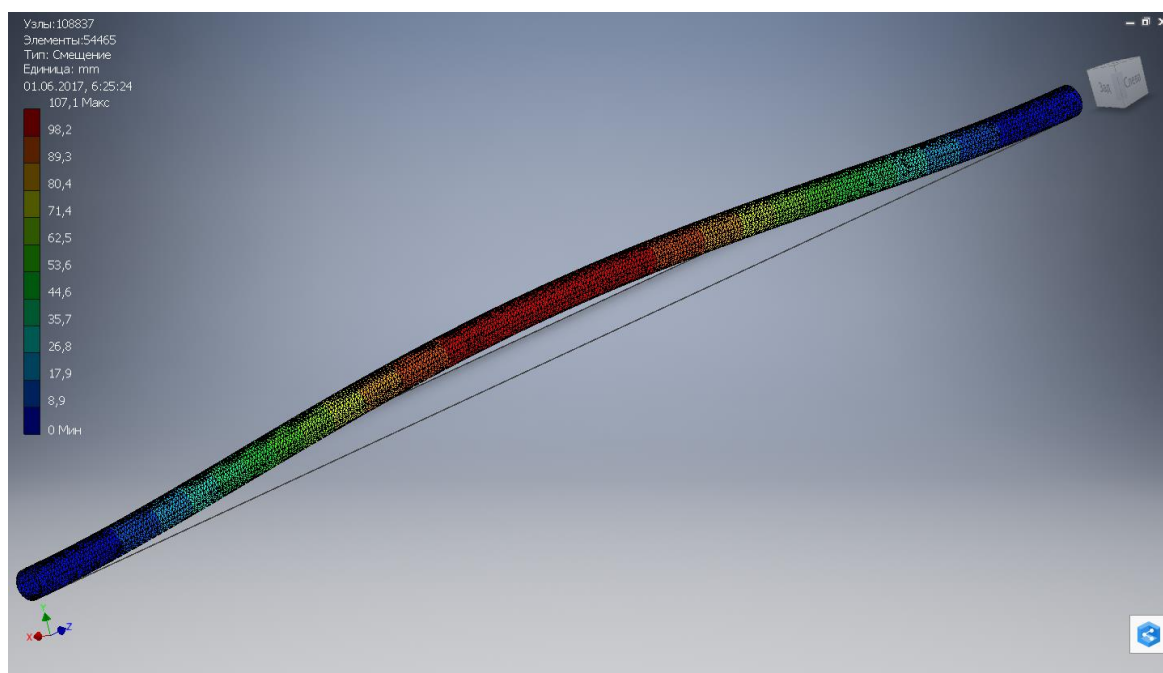


Рисунок 22 – Модель участка газопровода диаметром 1020x16 мм ($p_0 = 6$ МПа, $L = 50$ м), изменение относительных смещений на размытом обводненном участке.

Сообразно приобретенным этим из возведенных моделей участка газопровода в среде Autodesk Inventor 2017, при протяженности размытого участка, одинаковой 50 мтр, стрела арки роста и изгибные напряжения в трубопроводе поперечником 1020x16 мм имеют сравнимо маленькие величины, не грозящие возникновению пластических деструкций в сплаве трубы либо разрушению газопровода.

При всем этом в случае пренебрежения действием температурных напряжений, мы получаем свойства НДС трубопровода, заниженные в сравнении с действительными.

Проанализируем динамику конфигурации характеристик НДС трубопровода при повышении длины размытого участка. Увлекательным с фактической позиции считается вариант учета действия температурных напряжений и внутреннего рабочего давления на извив трубопровода. Согласно полученным данным расчетных моделей участка газопровода в среде Autodesk Inventor 2017, если увеличивать длину размытого обводненного участка газопровода диаметром 1020x16 мм на 20% (с 50 до 60 м), то это приводит к увеличению стрелы арки прогиба в 3,8 раза.

4.3 Расчет параметров напряженно-деформированного состояния размытого участка газопровода при изменении уровня воды

В прошлом разделе этой руководители мы осматривали размытые участки газопровода, оказавшиеся в пойме речки и стопроцентно залитые водой, собственно имеет возможность иметь место в периоды вешнего половодья. В засушливое время года уровень воды в реке понижается, и участок газопровода, грунт над коим размыт, провисает над размытой долей сходственно однопролетному бескомпенсаторному переходу. В этой связи видится увлекательным изучить перемена характеристик НДС трубопровода на протяжении года при изменении значения воды сравнительно размытого участка газопровода.

Обследуем описанный чуть повыше размытый участок газопровода, пролегающий в пойме центральной речки, при протяженности размытой доли,

одинаковой 70 мтр. При этих же параметрах эксплуатации и свойствах грунта прилегающих подземных участков проследим за конфигурацией главных характеристик НДС трубопровода, связанным с снижением значения воды на размытом участке. Модели участка газопровода, выполненные в среде Autodesk Inventor 2017, при максимальном уровне воды представлены на рисунках 23, 24. На рисунках 25 и 26 представлены модели участка газопровода при минимальном уровне воды.

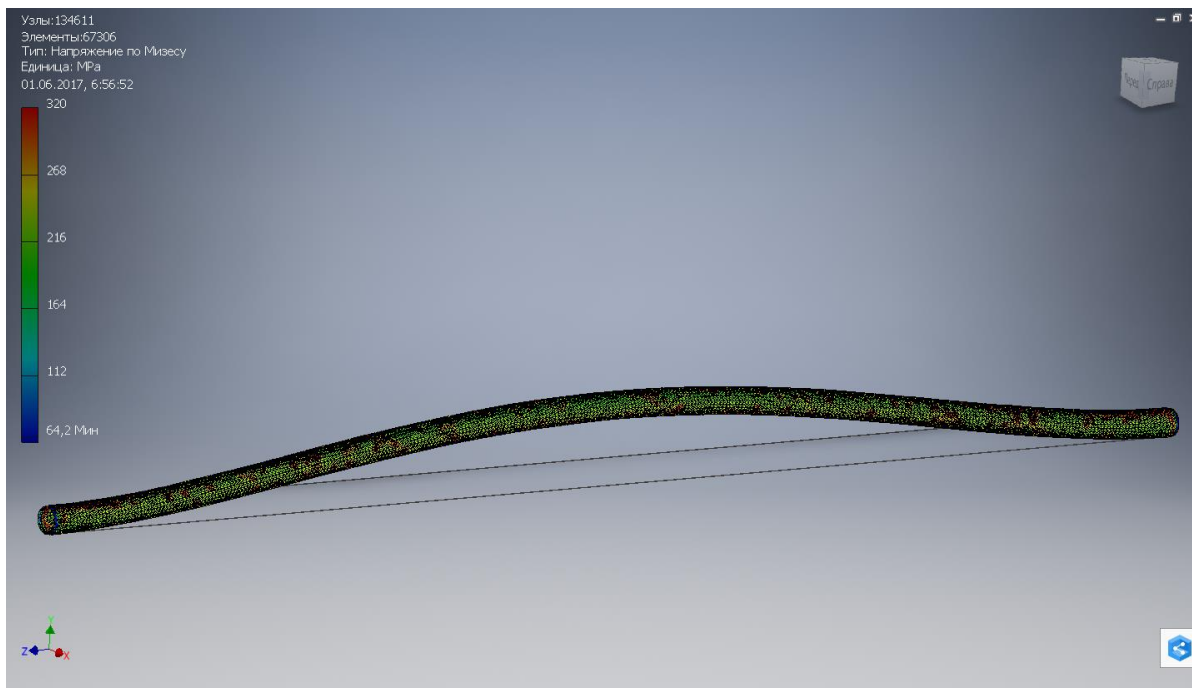


Рисунок 23 – Модель участка газопровода диаметром 1420x16 мм ($p_0 = 6$ МПа, $L = 70$ м), изменение изгибных напряжений на размытом обводненном участке при максимальном уровне воды.

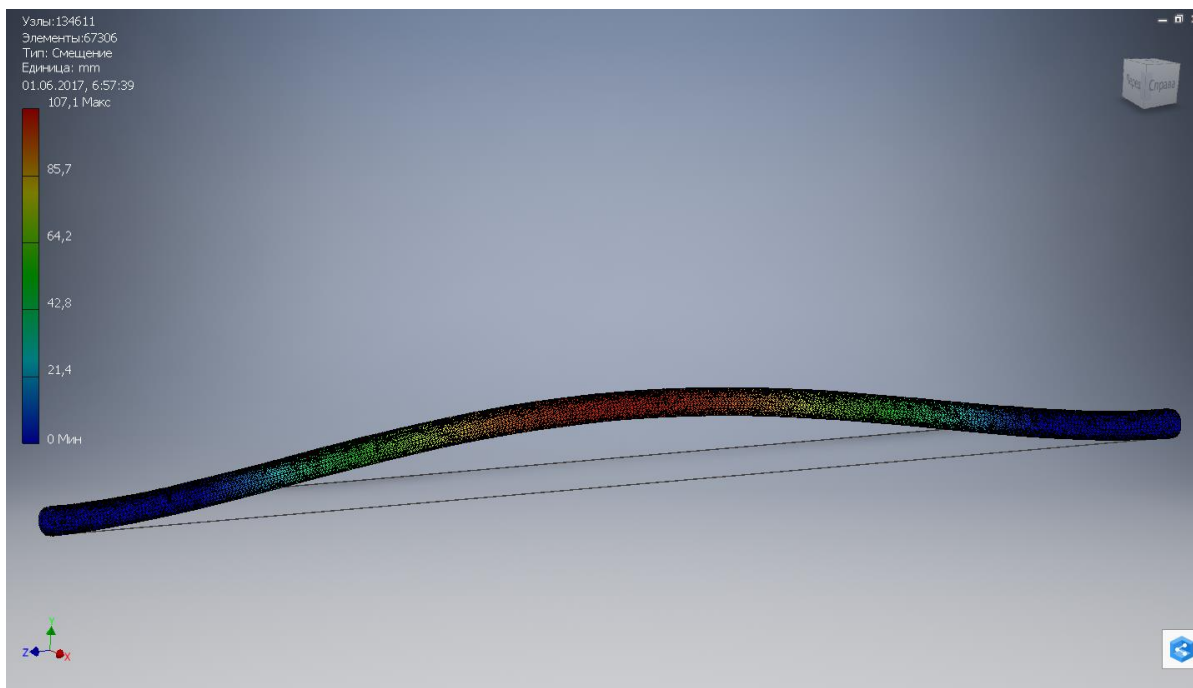


Рисунок 24 – Модель участка газопровода диаметром 1420x16 мм ($p_0 = 6$ МПа, $L = 70$ м), изменение относительных смещений на размытом обводненном участке при максимальном уровне воды.

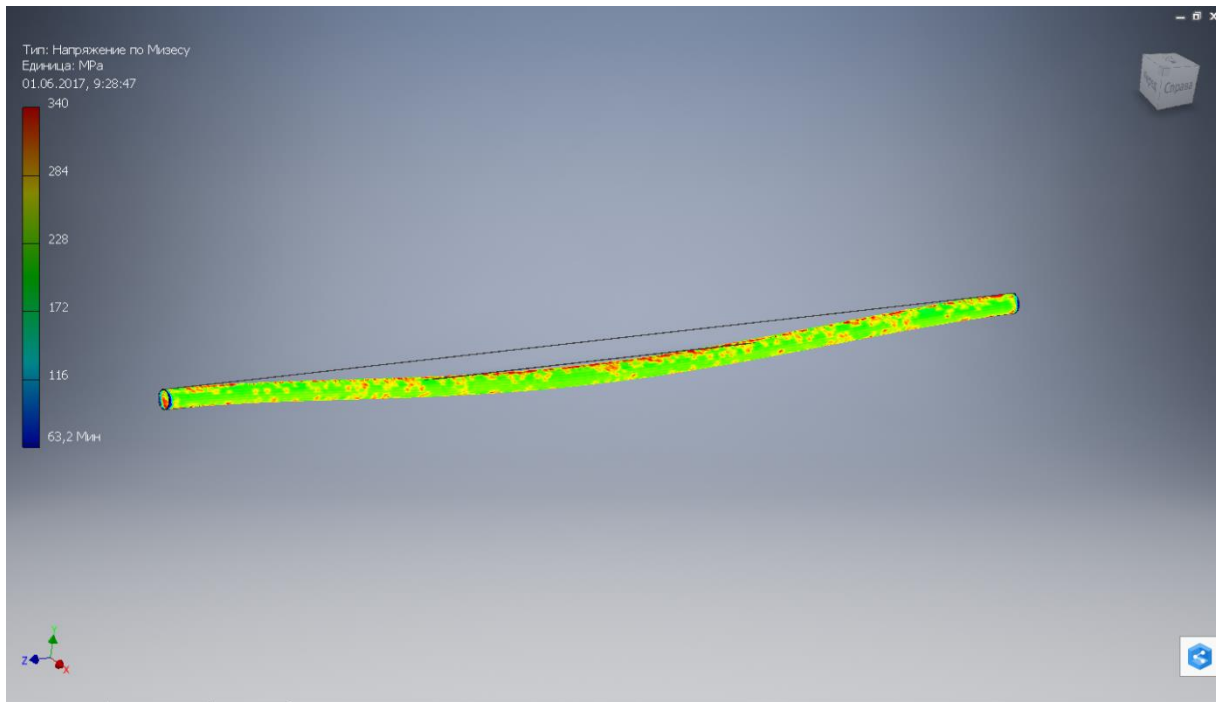


Рисунок 25 – Модель участка газопровода диаметром 1420x16 мм ($p_0 = 6$ МПа, $L = 70$ м), изменение изгибных напряжений на размытом обводненном участке при минимальном уровне воды.

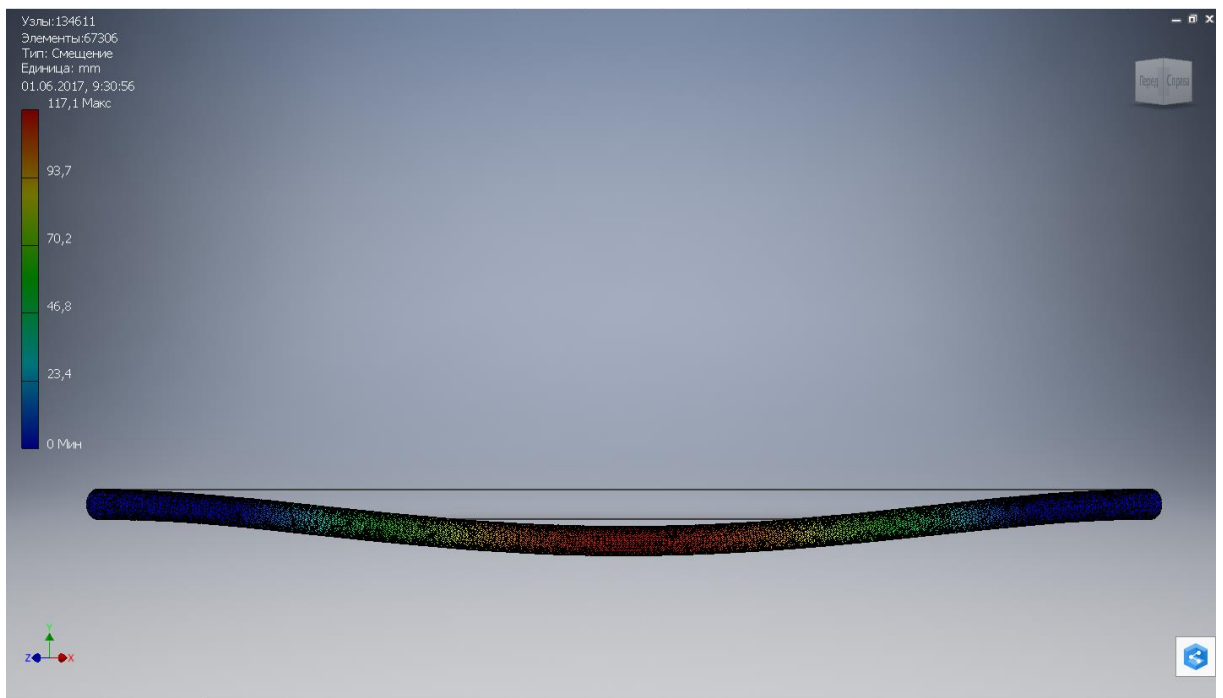


Рисунок 26 – Модель участка газопровода диаметром 1420x16 мм ($p_0 = 6$ МПа, $L = 70$ м), изменение изгибных напряжений на размытом обводненном участке при минимальном уровне воды.

Сообразно приобретенным этим в среде Autodesk Inventor 2017, главные характеристики НДС трубопровода на размытом участке имеют все шансы существенно изменяться в связи конфигурации значения воды что же касается трубы. Так, стрела прогиба газопровода сможет воспринимать ценности от минус 80 сантим. (символ минус значит, собственно стрела арки прогиба трубопровода ориентирована вниз) в засушливое время года, как скоро трубопровод может провиснуть над размытым участком, до плюс 80 сантим. в периоды вешних половодий, как скоро газопровод на осматриваемом участке стопроцентно пребывает в воде и, будучи не прикрепленным балластирующими приборами, может всплыть из-за действия выталкивающей силы воды. На протяжении года амплитуда стрелы прогиба трубопровода на размываемом участке имеет возможность меняться до 160 сантим.

Значения изгибных напряжений по центру просвета варьируются от 232,7 МПа в засушливое время года до минус 258,4 МПа во время вешних половодий, то есть амплитуда их шатаний на протяжении года сочиняет 491,1 МПа. Ценности изгибных напряжений в опорных сечениях меняются на протяжении года от минус 255,9 МПа в засушливый сезон до плюс 284,1 МПа в период вешних половодий, то есть амплитуда их потрясений сочиняет 540,0 МПа.

Необходимо подчеркнуть, собственно расчет, сделан с пренебрежением действием температурного перепада в трубопроводе, расчет указывает наименьшие ценности амплитуд характеристик НДС осматриваемого газопровода. Амплитуды шатаний изгибных напряжений при пренебрежении действием этих же характеристик оформляют 197,7 МПа посреди просвета и 259,1 МПа в опорных сечениях, собственно в соответствии с этим в 2,5 и 2,1 раза менее амплитуд потрясений соответственных величин при учете действия внутреннего давления и температурных расширений.

4.4 Выводы по главе

Изучен метод расчета, позволяющий имитировать на компьютере поведение и НДС обводненных участков трубопроводов, также предсказывать перемена характеристик НДС трубопровода при повышении длины размывых

участков и изменении значения воды на них.

Выполненные расчеты проявили, собственно повышение длины размытого участка приводит к солидному повышению черт НДС газопровода. Для трубопровода поперечником 1020x16 мм, перекачивающего газ под давлением 6 МПа и имеющего обводненный участок, грунт на котором размыт в протяжении 50 мтр, расчетная стрела арки роста трубопровода оформляет 41,5 сантим. При повышении длины размытого участка до 60 м (на 20 %) расчетная стрела арки роста растет в 3,8 раза, достигая 158,1 сантим. При предстоящем повышении длины размытого участка на 20 % (до 70 м) имеется утрата стойкости газопровода на этом участке, собственно выражается нелимитированным возрастанием значений, определяющих характеристики НДС трубопровода.

Установлено, собственно при схожей протяженности размытого участка характеристики НДС трубопровода тем выше, нежели менее поперечник газопровода. К примеру, при протяженности размытого обводненного участка, одинаковой 60 мтр, стрела арки роста газопровода поперечником 1020x16 мм оформляет 38,5 сантим., а для газопровода поперечником 720x12 мм - 158,1 сантим., собственно в 4,1 раза более в сравнении с трубопроводом поперечником 1020x16 мм.

Расчеты, проведенные для трубопровода поперечником 1020x16 мм, перекачивающего газ под давлением 6 МПа и имеющего размытый обводненный участок длиной 70 мтр, проявили, собственно в случае пренебрежения действием внутреннего рабочего давления и температурных напряжений на извив трубопровода расчетные ценности напряжений посреди размытого участка получают заниженными в 2,5 раза, составляя по безусловной величине 104,0 МПа вместо 258,4 МПа в случае учета действия перечисленных характеристик эксплуатации.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Тардаскину Владимиру Петровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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>Расчет затрат на монтаж балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ) на магистральном трубопроводе условным диаметром 1400мм,</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>СТО Газпром 2-2.2-336-2009. «Сметные нормативы на производство капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов и величины накладных расходов»:</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности использования современной техники и технологии в строительно-монтажных работах по балластировки магистральных газопроводов с применением нетканого синтетического материала (НСМ)</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование видов работ и бюджета на проведение мероприятия по балластировки магистрального газопровода.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение экономической эффективности применения балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ)</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

*Таблицы:
Время проведения работ
Необходимое оборудование и техника; стоимость материалов на проведение мероприятия
Расчет заработной платы; расчет страховых взносов
Затраты на проведение организационно-технического мероприятия
Результаты расчётов экономической эффективности проекта*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н, доцент		16.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Тардаскин Владимир Петрович		16.03.2017

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью магистерской диссертации является исследование балластировочных конструкций магистральных газонефтепроводов, а также анализ напряженно-деформированного состояния магистрального газопровода «Ямбург – Ныда».

Целью экономического расчета является сравнение двух способов балластировки магистрального газопровода с применением нетканного синтетического материала (НСМ) и железобетонных пригрузов типа УБО.

В процессе исследования проводились расчеты на устойчивость против всплытия магистрального газопровода наружным диаметром 1420мм, расчеты шага балластировки магистрального газопровода «Ямбург – Ныда».

На основании полученных результатов было выявлено, что применение балластирующих устройств из минерального грунта с применением нетканного синтетического материала имеет ряд преимуществ, одним из которых является увеличение срока надежного закрепления трубопровода на проектных отметках.

Расчет производится согласно: 1) ВСН 39-1.9-003-98 Конструкции и способы балластировки и закрепления подземных трубопроводов. – М. : ОАО «Газпром», 1998. – 49 с.; 2) СП 107-34-96 Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – М. : РАО «Газпром», 1996. – 27 с.

5.1 Затраты времени на проведение строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального газопровода

Затраты времени на проведение строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального газопровода определены согласно СНиП 4.02-91, 4.05-91 сборники сметных норм и расценок на строительные работы «Магистральные и промысловые трубопроводы газонефтепродуктов» и представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Затраты времени

Виды работ	Затраты времени, дни
Расчистка трассы	2
Доставка, разгрузка утяжелителей в местах, предусмотренных проектом	4
Подача утяжелителей к месту монтажа, сборка и установка комплектов утяжелителей на уложенный трубопровод	3
Приведение балластирующих устройств в рабочее положение	1
Засыпка трубопровода и рекультивация	2
Итого	12

Общее время для проведения строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального газопровода составит 12 дней.

5.2 Расчет количества необходимой специальной техники и оборудования

В процессе выполнения строительно-монтажных работ по балластировке магистрального газопровода потребуются следующая техника: экскаватор одноковшовый на гусеничном ходу типа Komatsu. Он необходим для разработки траншеи трубопровода и других земляных работ.

Непосредственно для укладки трубопровода в траншею потребуются 4 трубоукладчика Caterpillar 587R. Для подачи утяжелителей к месту монтажа, сборки и установки на уложенный трубопровод потребуются 4 крана, грузоподъемность 32 т.

В таблице 7 представлен необходимый перечень и количество требуемого оборудования для проведения строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального газопровода.

Таблица 7 – Перечень оборудования

Наименование затрат	Ед. изм.	Количество		Цена за единицу, руб	Сумма, руб	
		Балластирующее устройство типа НСМ	Балластирующее устройство типа УБО		Балластирующее устройство типа НСМ	Балластирующее устройство типа УБО
Машины и механизмы						
Трубоукладчик Caterpillar 587R	шт.	2	4	62000000	124000000	248000000
Краны, грузоподъемность 32 т	шт.	-	4	12000000	-	48000000
Экскаватор одноковшовый на гусеничном ходу типа Komatsu	шт.	1	1	11000000	11000000	11000000
Спецавтомшины, грузоподъемность до 8 т	шт.	2	2	3000000	6000000	6000000
Лампа паяльная ЛП	шт.	2	-	5000	10000	-
Вездеход	шт.	2	2	3500000	7000000	7000000
Погрузчик многоковшовый Caterpillar	шт.	2	4	5000000	10000000	20000000
Всего за машины и механизмы					158010000	340000000
Транспортно-заготовительные отчисления (3%)					4740300	10200000
Итого по статье С _м					162750300	350200000

5.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для автомобильного крана выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР (утв. постановлением СМ СССР от 22 октября 1990 г. N 1072 Редакция действует с 1 января 1991 г.).

Расчет амортизационных отчислений при выполнении строительно-монтажных работ по балластировке магистрального газопровода представлен в таблице 8.

Таблица 8 - Расчёт амортизационных средств

Наименование	Марка	Кол-во, чел	Полная стоимость, руб	Норма амортизации, %	Ежегодная амортизация, руб	Амортизация за 12 дней работы, руб
Трубоукладчик	Caterpillar 587R	2	62000000	5	3100000	101918
Одноковшовый эксковатор	Komatsu PC300	1	11000000	14,3	1573000	51715
Спецавтомашинны	-	2	3000000	5	150000	5000
Вездеход	-	2	3500000	10	350000	11500
Погрузчик многоковшовый	Caterpillar	2	5000000	14,3	715000	23500
Итого						195000

Расчет амортизационных отчислений показывает, что при выполнении строительно-монтажных работ по балластировке 1 км. магистрального газопровода амортизационные отчисления за 12 дней работы составят 195000 руб.

5.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия двумя способами приведена в таблице 9.

Таблица 9

Наименование затрат	Ед. изм.	Количество		Цена за единицу, руб	Сумма, руб	
		Балластирующее устройство типа НСМ	Балластирующее устройство типа УБО		Балластирующее устройство типа НСМ	Балластирующее устройство типа УБО
Материалы						
Гвозди строительные	кг	50	-	200	10000	-
Полотно иглопробиваемое для дорожного строительства («Дорнит-2»)	м ²	20790	3,42	30	623700	102,6
Песок строительный	м ³	10736	-	430	623700	-
Пропан-бутан, смесь техническая	т	0,1134	-	20500	2324,7	-
Пояс силовой мягкий МСП-1420 для утяжелителей типа УБО	шт.	-	100	9000	-	450000
Утяжелители железобетонные типа УБО для труб ДУ 1400 мм	шт.	-	100	29200	-	1460000
Всего за материалы					5252504	5910102

Из таблицы следует, что затраты на материалы для балластировки 1км. газопровода балластирующими устройствами из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ) меньше на 657598 руб. в сравнении с балластирующим устройством типа УБО.

5.5 Расчет затрат на оплату труда

Прежде чем произвести расчет затрат на оплату труда определим требуемое количество рабочих кадров для проведения строительно-монтажных работ по балластировке магистрального газопровода. Порядок расчета численности работников определен законодательно и установлен в Постановлении Росстата от 20.11.2006 N 69.

Средняя численность рабочих кадров рассчитана на основании трудоемкости монтажных работ:

$$P = \frac{T}{n_{см} \cdot t_{см} \cdot N}, \quad (15)$$

Где T – трудоемкость СМР, чел/час;

$n_{см}$ – количество смен;

$t_{см}$ – средняя продолжительность смены, час;

N – продолжительность выполнения работ на расчетный период в днях (12 рабочих дня).

Для начала определим трудоемкость по формуле:

$$T = n_{раб} \cdot t, \quad (16)$$

где T – трудоемкость СМР, чел/час;

$n_{раб}$ -число работников, участвующих в работе;

t -продолжительность времени в часах или днях по созданию определенного количества экономического продукта.

Тогда трудоёмкость будет равна:

$$T = 2170 \text{ чел/часов}$$

Таким образом, средняя численность рабочих будет равняться:

$$P = \frac{T}{n_{\text{см}} \cdot t_{\text{см}} \cdot N} = \frac{2170}{1 \cdot 8 \cdot 12} = 23 \text{ человека}$$

Следовательно, для выполнения строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального трубопровода потребуется 23 работника.

Расчет суммы, начисленной 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.

К расходам на оплату труда относятся:

1) 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;

2) надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Расчет затрат на оплату труда представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет заработной платы

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб	Заработная плата с учетом надбавок (р-н коэф.1.30+премии 40%), руб.
Машинист трубоукладчика	4	6	120	96	46080	142848
Машинист экскаватора	2	5	120	96	23040	71424
Машинист бульдозера	2	5	110	96	21120	65472
Линейный трубопроводчик	4	6	120	96	46080	142848
Линейный трубопроводчик	3	4	97	96	27936	86601,6
Мастер	4	6	120	96	46080	142848
Водители	4	5	97	96	37248	115468,8
Итого	23					767510,4

Из таблицы следует, что затраты на оплату труда составят 767510,4 руб.

5.6 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 производстве представлены в таблице 11. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9 для Производство общестроительных работ по прокладке местных трубопроводов, линий связи и линий электропередачи, включая взаимосвязанные вспомогательные работы (код по ОКВЭД - 45.21.4).

Таблица 11 - Расчет страховых взносов

Показатель	Мастер	Машинист трубоукладчика 6 разряда	Машинист экскаватора 5 разряда	Машинист бульдозера 5 разряда	Линейный трубопроводчик 5 разряда	Линейный трубопроводчик 4 разряда	Водители
Количество работников	4	4	2	2	4	3	4
ЗП, руб.	142848,0	142848,0	71424,0	65472,0	142848,0	86601,6	115468,8
ФСС (2,9%)	4142,6	4142,6	2071,3	1898,7	4142,6	2511,4	3348,6
ФОМС (5,1%)	7285,2	7285,2	3642,6	3339,1	7285,2	4416,7	5888,9
ПФР (22%)	31426,6	31426,6	15713,3	14403,8	31426,6	19052,4	25403,1
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	1285,6	1285,6	642,8	589,2	1285,6	779,4	1039,2
Всего, руб.	44140,0	44140,0	22070,0	20230,8	44140,0	26759,9	35679,9
Общая сумма, руб.	237160,7						

Все рассчитанные показатели можно свести в общую сравнительную таблицу 12 расходов.

Таблица 12 – Сравнительная таблица

Показатели	Балластирующее устройство типа НСМ	Балластирующее устройство типа УБО
	Стоимость, руб	
Амортизация	195000	390000
Оборудование и специальная техника	162750300	350200000
Материалы	5410079	1967405
Заработная плата	767510,4	767510,4
Страховые взносы во внебюджетные фонды	237160,7	237160,7
Итого	169360050,1	353562076,1

Таким образом, для проведения строительно-монтажных работ по балластировке 1км. магистрального трубопровода балластирующим устройством типа УБО потребуется 353562076,1 рублей; для балластировки 1км. магистрального трубопровода балластирующим устройством из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ) потребуется 169360050,1 рублей. Из них 767510,4 рублей – это средства на оплату труда, 237160,7 рублей обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

5.7 Определение ресурсоэффективности проекта

Оценка ресурсоэффективности проекта ставит своей целью определить результативность использования конкретных видов ресурсов и деятельности в целом.

При проектировании для уменьшения затрат был выбран способ балластировки магистрального трубопровода балластирующим устройством из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ).

Общая стоимость балластировки 1км. магистрального трубопровода балластирующим устройством типа НСМ составляет 169360050,1 рублей, из них 5410079 рублей – это стоимость материалов, а стоимость балластировки устройством типа УБО составляет 353562076,1 рублей, из них 1967405 рублей – это стоимость материалов.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что для данного проекта балластировка магистрального трубопровода балластирующим устройством из минерального грунта с применением нетканого синтетического материала (НСМ) экономически выгодна. Экономическая эффективность составит 52 % при расчете на 1 км участка трубопровода.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Магистранту:

Группа	ФИО
2БМ5Е	Гардаскину Владимиру Петровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТИМ
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Рабочее место расположено на открытом воздухе. Трассы газонефтепроводов проходит в Западной Сибири и на севере Европейской части России. При проведении строительно - монтажных работ могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, экологического характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

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

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)

Вредные факторы

1. *Нарушение микроклимата на производстве.*
2. *Превышение уровня шума.*
3. *Природный газ и углеводородный конденсат*
4. *Превышение уровня вибрации.*

1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Опасные факторы:

1. *Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;*
2. *Пожароопасность;*
3. *Взрывоопасность.*

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p><i>Источником возникновения пожара может стать разгерметизация трубопровода или арматуры с последующей утечкой углеводородов в производственную зону. Нормативные документы регулирующие пожарную безопасность на предприятии, осуществляющим строительно-монтажные работы являются: ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования», «СНиП 21-01-97.Пожарная безопасность зданий и сооружений» и СНиП II-2-80 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений».</i></p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p><i>Взрывы происходят по разным причинам, чаще всего при утечке газа или из-за пренебрежения техники безопасности. Нормативным документом регламентирующим безопасность при взрыве на предприятии является ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования</i></p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p><i>Основными нормативными документами предприятия являются:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования». 2. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. ЭБЖ	Кырмакова Ольга Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Тардаскин Владимир Петрович		

Таблица 13 - Опасные и вредные факторы при производстве работ по монтажу балластировочных конструкций магистральных газонефтепроводов

Факторы при выполнении работ		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1.Нарушение микроклимата на производстве. 2.Превышение уровня шума. 3.Природный газ и углеводородный конденсат 4.Превышение уровня вибрации.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Пожароопасность; 3. Взрывоопасность.	<i>СНиП 3.05.05-84</i> <i>ГОСТ Р 51164-98</i> <i>СНиП 11-4-79.</i> <i>ГОСТ 12.1.003-83</i> <i>ГОСТ 12.1.004-91</i> <i>ГОСТ 12.1.005-88</i>

6.1 Описание рабочей зоны

Рабочей зоной является непосредственно линейная часть магистральных газонефтепроводов. К линейной части магистрального газопровода относят собственно магистральный газопровод с линейной арматурой, переходами через естественные и искусственные преграды, линиями технологической связи и электропередачи, вдольтрассовыми и подъездными дорогами, защитными сооружениями, отводами к промежуточным потребителям, водо- и конденсатосборниками и другими узлами, системой электрохимической защиты; лупинги, аварийный запас труб, вертолетные площадки и дома линейных ремонтников-связистов.

При проведении строительно-монтажных работ могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера

6.2 Анализ вредных выявленных факторов на производстве

Нарушение микроклимата на производстве

Основными параметрами, формирующими микроклимат на предприятии по нанесению защитного изоляционного покрытия на трубы для нефтегазовой промышленности, считаются: влажность воздуха в рабочей зоне, температура воздуха в рабочей зоне, скорость движения воздуха в рабочей зоне.

Местное действие холода может разносторонне влиять на организм человека, в зависимости от продолжительности охлаждения и глубины охвата тканей той или другой части тела. При низкой температуре, значительной скорости и влажности воздуха возникает переохлаждение организма (гипотермия). Вследствие воздействия низких температур могут возникнуть холодовые травмы. Параметры микроклимата оказывают также существенное влияние на производительность труда и на травматизм.

Нормы производственного микроклимата устанавливаются по ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» и СанПиН 2.24.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Строительно-монтажные работы на магистральных газонефтепроводах относятся к категории III - тяжелые: с постоянной ходьбой, перемещением мелких изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений завода по нанесению изоляционного покрытия приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Показатели микроклимата

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Тяжелая -III	12 – 20	40 – 75	0,3 – 0,5
Теплый	Тяжелая -III	13 – 26	40 – 75	0,2 – 0,5

Время пребывания на рабочих местах при температуре воздуха ниже допустимых величин представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Время пребывания на воздухе

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания при категориях работ, ч, не более				
	Ia	Iб	IIa	IIб	III
6	-	-	-	-	1
7	-	-	-	-	2
8	-	-	-	1	3
9	-	-	-	2	4
10	-	-	1	3	5
11	-	-	2	4	6
12	-	1	3	5	7
13	1	2	4	6	8

Мероприятия по устранению вредного воздействия микроклимата.

Мероприятия защиты от переохлаждения в производственных условиях предусматривают:

- создание защитных сооружений от ветра на открытых площадках;
- обогревание производственных помещений;
- адаптация человека к пребыванию в условиях низких температур и

введение регламентированных перерывов, оборудование комнаты отдыха

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева.

Производственный шум

Появление шума при проведении строительно-монтажных работ связано с работой специальных механизированных устройств (бульдозеры, экскаваторы, турбовозы, трубоукладчики и др. машины).

Воздействие шума может привести к сочетанию профессиональной тугоухости (неврит слухового нерва) с функциональными расстройствами центральной нервной, вегетативной, сердечно-сосудистой и других систем, которые могут рассматриваться как профессиональное заболевание – шумовая болезнь.

Работа по монтажу балластировочных конструкций на магистральных газонефтепроводах связана с постоянным перемещением по рабочей зоне, контролем за проведением выполняемых работ с соблюдением правил безопасности согласно нормативным документам. Нормативным документом, регламентирующим уровни шума для различных категорий рабочих мест служебных помещений является ГОСТ 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

Согласно которому уровень шума должен находиться в пределах 70-80 Дб при заданных условиях работ.

Таблица 16 - Классификация трудовой деятельности

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Работа, требующая сосредоточенности; работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами. Рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону, в помещениях лабораторий с шумным оборудованием, в помещениях для размещения шумных агрегатов вычислительных машин	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Методы борьбы с шумом:

- Уменьшение шума в источнике (замена ударных процессов на безударные, своевременный ремонт, замена металлических деталей на пластмассовые);
- Изменение направленности шума;
- Рациональная планировка производственной зоны;
- Акустические средства индивидуальной защиты. (промышленные беруши, наушники).

Природный газ и углеводородный конденсат

Химическим вредным фактором производственной среды при операции приема ОУ(Д) может быть загрязнение воздуха рабочей зоны природным газом (ПДК_{рз} = 7000 мг/м³) при недостаточной герметичности оборудования и коммуникаций. Природный газ относится к веществам 4 класса опасности по ГН 2.2.5.1313-03 (Гигиенические нормативы). При проведении периодической очистки газопровода в процессе эксплуатации, с использованием ОУ, из полости газопровода удаляется газовый конденсат. Конденсат представляет собой

непрозрачную, маслянистую жидкость состоящую в основном из углеводородного конденсата, жидкости с растворенными механическими и органическими примесями и турбинного масла. По токсикологической характеристике составляющие продукты конденсата относятся к веществам 4 класса малоопасных соединений по ГОСТ 12.1.007-76.

В процессе эксплуатации газопровод не является источником выбросов загрязняющих веществ, т.к. герметичность газопровода проверяется после сборки на сварке проведением 100% контроля сварных стыков и гидравлическим испытанием, а примененные в проекте линейные краны соответствуют ГОСТ 21345-78, согласно которому негерметичность соединений деталей и узлов не допускается. Загрязнение атмосферы в процессе эксплуатации проектируемого объекта происходит за счет технологически неизбежных выбросов природного газа через свечи при операциях запуска, очистки газопровода и приема очистных и магнитных поршней, профилемеров и дефектоскопов, а также выбросами природного газа при ревизии УРГ и проверке работоспособности предохранительных клапанов. Характеристика выбрасываемых загрязняющих веществ на узле приема и УРГ, для которых установлены ПДК в воздухе рабочей зоны, представлена в таблице 17.

По эксплуатируемому газопроводу перекачивается газ следующего состава

Таблица 17 – Состав природного газа

Компонент	ПДК, мг/м ³ в воздухе рабочей зоны	Класс опасности
Углеводороды предельные C1-C5	900/300	4

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров. В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются различные противогазы.

Превышение уровня вибрации

В процессе выполнения работ по балластировке магистральных газопроводов постоянно задействованы такие машины и оборудование, как бульдозеры, экскаваторы, турбовозы, трубоукладчики и др. машины, создающие малые механические колебания, называются вибрацией. Причиной возбуждения вибраций являются возникающие неуравновешенные силовые воздействия. при работе машин и агрегатов

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. Вибрация является специфическим раздражителем для вестибулярного анализатора, причем линейные ускорения – для отолитового аппарата, расположенного в мешочках преддверия, а угловые ускорения– для полукружных каналов внутреннего уха.

Требования по ограничению неблагоприятного воздействия вибрации определены в ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования»

Вибрационная нагрузка на оператора нормируется для каждого направления действия вибрации. Для локальной вибрации норма вибрационной нагрузки на оператора обеспечивает отсутствие вибрационной болезни, что соответствует критерию «безопасность».

Для общей вибрации нормы вибрационной нагрузки на оператора установлены для категорий вибрации и соответствующих им критериям оценки по табл. 18.

Для каждой категории вибрации с меньшим порядковым номером могут быть использованы нормы вибрации, установленные для категории с большим порядковым номером.

Таблица 18 – Нормы вибрационной нагрузки

Категория вибрации по санитарным нормам и критерий оценки	Характеристика условий труда	Источники вибрации
2 граница снижения производительности труда	Транспортно-технологическая вибрация, воздействующая на операторов машин с ограниченной подвижностью, перемещающихся только по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок и горных выработок	Экскаваторы, краны промышленные и строительные, машины для загрузки мартеновских печей; горные комбайны; шахтные погрузочные машины; самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики; напольный производственный транспорт

Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности смены 8 ч приведены в табл. 19.

Таблица 19 – Санитарные нормы

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			$\text{м}^{\times} \text{с}^{-2}$	Д Б	$\text{м}^{\times} \text{с}^{-2} \times 10^{-2}$	Д Б
	2	Z_0, Y_0, X_0	0,28	109	0,56	101

Для защиты от вибрации широко используются вибропоглощающие и виброизолирующие материалы и конструкции.

В качестве индивидуальных средств защиты от шума в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 используют мягкие противозумные вкладыши, вставляемые в уши, тампоны из ультратонкого волокна или жесткие из эбонита или резины, эффективные при $L=5-20$ дБ.

Для защиты рук от воздействия локальной вибрации, согласно ГОСТ 12.4.002-74, применяют рукавицы или перчатки следующих видов: со специальными виброзащитными упруго-демпфирующими вкладышами, полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием и т.п.), а также виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке (ГОСТ 12.4.046-78). Для защиты от вибрации, передаваемой

человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой резиновой или войлочной подошве.

6.3 Анализ опасных выявленных факторов на производстве

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Источниками механических опасностей являются движущиеся части агрегатов, транспортные средства, машины и механизированные устройства.

Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

Движущиеся части оборудования представляют опасность травмирования рабочего в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Одним из важных условий безопасного труда является недоступность подвижных частей оборудования, для рабочего, в ходе технологического процесса.

Для этого проводят следующие мероприятия:

1. Устанавливают защитные устройства (местные ограждения, крышки, кожуха и др.).
2. На наружной стороне ограждений наносят предупреждающий знак опасности по ГОСТ 12.4.026-76.
3. Устанавливают предохранительные и блокирующие устройства

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожароопасность

Источником возникновения пожара может стать разгерметизация трубопровода или арматуры с последующей утечкой углеводородов в производственную зону.

Причиной пожара, как правило, становится несоблюдение мер пожарной безопасности на месте проведения работ (курение в зоне проведения работ, отсутствие устройств защитного отключения на переносных электроприборах, короткое замыкание и. т. д.). Помимо этого, причиной пожара может стать природный фактор, например, удар молнии.

Нормативные документы регулирующие пожарную безопасность на предприятии, осуществляющим строительные-монтажные работы являются: ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. «Пожарная безопасность. Общие требования», «СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений» и СНиП II-2-80 «Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений».

Взрывоопасность

Взрывы происходят по разным причинам, чаще всего при утечке газа или из-за пренебрежения техники безопасности.

При взрыве на предприятии возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, переломы и травмы. Кроме того, ударная волна может отбросить человека на значительное расстояние и причинить ему при ударе о землю (или препятствие) различные повреждения. Наиболее тяжёлые повреждения получают люди, находящиеся в положении стоя и вне укрытий. Кроме самой ударной волны человеку могут быть нанесены травмы летящими во все стороны осколками.

Меры по предупреждению возникновения пожара на предприятии и способы повышения устойчивости объекта к данной чрезвычайной ситуации;

1. Применение оборудования на предприятии, рассчитанного на давление взрыва

2. Применение огнепреградителей, инертных или паровых завес;

3. Чтобы исключить взрыв пылевоздушных смесей не допускать значительное скопление пыли на предприятии благодаря правильному расчету и монтажу вентиляционных установок.

4. Использование систем для вывода из предаварийного состояния потенциально опасных технологических процессов при нарушении регламентных параметров (температуры, давления, состава, скорости);

5. Использование специальной сигнализации и оповещения об аварийных ситуациях производственного процесса

6. Соблюдение правил техники безопасности на пожаро-взрывоопасных производствах.

Нормативным документом регламентирующим безопасность при взрыве на предприятии является ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

Для того чтобы обеспечить безопасность от пожаров и взрывов на предприятии сотрудникам предприятия необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы) так же они обязаны регулярно проходить инструктаж и быть ознакомлены с техникой пожарной безопасности на предприятии.

6.5 Экологическая безопасность

Экологическая характеристика предприятия предполагает оценку прогрессивности технологии, полноту использования сырья и топлива, применяемые схемы очистки сточных вод и аэробыбросов, характеристику потоков отходящих потоков воды и газа, отчуждаемой территории, общую экономическую оценку ущерба, наносимого предприятием окружающей среде и детализацию этой оценки по видам продукции и технологическим переделам.

В таблице 20 представлены объекты окружающей среды, а также воздействие на эти объекты со стороны предприятия-исполнителя строительно-монтажных работ по балластировки магистрального газонефтепровода, а также методы предотвращения данных негативных воздействий и способы борьбы с ними.

Таблица 20 – Объекты окружающей среды

Объекты окружающей среды	Способы воздействия на окружающую среду со стороны предприятия	Способы предотвращения негативных воздействий на окружающую среду
1. Атмосфера	<p>1. Выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ и иных веществ.</p> <p>2. Сжигание природного топлива, в результате использования рабочей техники и как следствие выброс большого количества углекислого газа в атмосферу.</p> <p>3. Не полное удаление отходов производства имеющих в своем составе вредные газы и примеси.</p>	<p>1. замена источников энергии на безвредные, изменение технологии производства.</p> <p>2. Использование альтернативной техники, переход на полностью автоматизированное производство.</p> <p>3. Использование отстойников, замена сырья на экологически чистое.</p>
2. Водные ресурсы	<p>1. Сбросы загрязняющих веществ, иных веществ и микроорганизмов в поверхностные водные объекты, подземные водные объекты и на водосборные площади.</p>	<p>1. Переход на безотходное производство, использование систем очистки коммуникационных сточных вод, применение фильтрующих колодцев.</p>
3. Земельные ресурсы	<p>1. Загрязнение недр, почв</p> <p>2. Размещение отходов производства и потребления</p> <p>3. Изменение почвенного состава в результате возможного строительства (расширения предприятия)</p>	<p>1. Контроль за производственными операциями по удалению отходов производства, воспроизводство плодородного почвенного слоя, плановая уборка территорий предприятия.</p> <p>2. Рациональное уничтожение или захоронение отходов производства</p>

Действующее предприятие оказывает воздействие на все компоненты окружающей среды - на атмосферу, территорию, поверхностные и подземные воды. На вышепоименованные компоненты окружающей среды оказывают влияние:

- масса и виды выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ;
- количество сбрасываемых сточных вод, их состав, степень очистки, условия сброса в водные объекты и параметры разбавления сточных вод;

- степень загрязнения поверхности земель;
- наименование и количество отходов, способы их удаления, складирования или утилизации.

6.6 Правовые и организационные вопросы безопасности

Способ работы на предприятии-исполнителе строительно-монтажных работ по балластировки магистральных газонефтепроводов - работа по смене. Возраст сотрудников составляет от 18 до 55 лет. Продолжительность работы персонала в одну смену составляет 8 часов. Способ оплаты труда- по часовым тарифным ставкам. Классификация условий труда ко 2 классу (допустимые условия труда). То есть условия труда, при которых на работника воздействуют вредные и опасные производственные факторы, уровни воздействия которых не превышают уровни, установленные нормативами (гигиеническими нормативами) условий труда, а измененное функциональное состояние организма работника восстанавливается во время регламентированного отдыха или к началу следующего рабочего дня (смены).

Каждый работник предприятия должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: спец одежда, защитные очки, защитная маска и перчатки. Сотрудники предприятия обязаны проходить плановый инструктаж по технике безопасности на предприятии и быть ознакомлены с нормативно-трудовой базой, а также нормативными документами, регулирующими деятельность данного предприятия. Работники предприятия обязаны иметь квалификацию, соответствующую виду выполняемых работ.

Основными нормативными документами предприятия являются:

1.СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

2.СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы. Правила производства и приёмки работ».

Заключение

В результате обобщения мирового и российского опыта в сфере исследования средств и способов укрепления трубопроводов, исполнена их классификация и отнесены многообещающие решения для увеличения стойкости северных газопроводов.

Сделан анализ работоспособности систем и методов укрепления (балластировки) на системе МГ с Ямбургского газоконденсатного месторождения, показавший уровень отдачи как раньше сделанных технических решений, но и новейших исследований. К примеру, проявились недочеты строгих железных вмораживаемых анкерных приборов и тяжелых железобетонных утяжелителей. Слабая несущая способность мелкодисперсных обводненных грунтов в летнее время и напротив их высочайшая крепкость, приводящая к развитию сил холодного пучения в зимнее время, вызывают глобальные случаи поломки закрепляющих (балластирующих) систем с твердыми взаимосвязями и всплытия участков газопроводов. В тоже время методы балластировки с использованием гибких ковров геотекстильных которые были использованы гарантируют стойкое положение северных газопроводов.

Для обеспечения сохранности очистных работ сделан анализ сохранности объекта, рассмотрены события по технике защищенности и производственной санитарии, также по охране, находящейся вокруг среды.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были рассчитаны издержки на балластировку магистрального газопровода. Сообразно приобретенной расчетной цены вещественных издержек, возможно прийти к выводу о том, что издержки на балластировку 1км. газопровода балластирующими приспособлениями из минерального грунта с использованием нетканого искусственного материала (НСМ) более чем вдвое меньше по сравнению с балластирующим приспособлением на подббии УБО.

Список использованных источников

- 1 Айнбиндер А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 287 с.
- 2 Айнбиндер А. Б., Камерштейн А. Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. - М.: Недра, 1982. - 340 с.
- 3 Блок-схемы программ расчета на прочность линейной части магистральных трубопроводов / Айнбиндер А. Б. и др. - М.: ВНИИСТ, 1983. - 167 с.
- 4 Болдырев Г. Г. Устойчивость и деформируемость оснований анкерных фундаментов. - М.: Стройиздат. 1987. - 80 с.
- 5 Бородавкин П. П. Механика грунтов: Учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 349 с.
- 6 Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 1. Конструирование. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 555 с.
- 7 Бородавкин П. П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 2. Технология строительства. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. - 408 с.
- 8 Бородавкин П. П. Подземные магистральные трубопроводы. - М.: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. - 480 с.
- 9 Быков Л. И., Григоренко И. И. Расчетные зависимости для определения силового воздействия грунта при поперечных перемещениях трубопроводов. // Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз: Сборник научных трудов У НИ. - Уфа, 1969. - Вып. 3. - С. 33 -40.
- 10 Васидзу К. Вариационные методы в теории упругости и пластичности: Пер с англ. - М.: Мир, 1987. - 542 с.
- 11 Вольмир А. С. Устойчивость деформируемых систем. - М.: Наука, 1967. - 984 с.
- 12 ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. - М.: Миннефтегазстрой, 1989. - 58 с.
- 13 ВСН 39-1.9-003-98. Конструкции и способы баллаستировки подземных трубопроводов. - М., 1998. - 51 с.
- 14 ВСН 163-83. Учет деформаций речных русел и берегов водоемов в зоне подводных переходов магистральных трубопроводов (нефтегазопроводов). - М.: Миннефтегазстрой, 1982. - 74 с.
- 15 Горбунов-Посадов М. И., Маликова Т. А., Соломин В. И. Расчет конструкций на упругом основании. - М.: Стройиздат, 1984. - 679 с.
- 16 ГОСТ 19912-2001. Грунты. Методы полевых испытаний статическим и

динамическим зондированием. - М., 2001. - 14 с.

17 ГОСТ 20276-99. Грунты. Методы полевого определения характеристик прочности и деформируемости. - М., 1999. - 49 с.

18 Григоренко П. Н., Ахметов Ф. Ш. Устойчивость трубопроводов против всплытия на периодически обводняемых участках: Учеб, пособие. - Уфа: Изд-во УНИ, 1989.-87 с.

19 Губанок И. И., Шаньгин А. М. Анализ надежности линейной части газопроводов ГП «Севергазпром» // Вопросы надежности газопроводных конструкций. - М.: ВНИИГАЗ, 1993. - С. 21 - 27.

20 Губанок И. И. Повышение надежности и безопасности объектов линейной части МГ //Газовая промышленность, 2004. - №6. - С. 20-21.

21 Дерцакян А. К., Васильев Н. П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. - М.: Недра, 1978. - 167 с.

22 Димов Л. А. О применении основных положений механики грунтов к расчету подземных трубопроводов // Газовая промышленность, 1995. - №5. - С. 33 -34.

23 Димов Л. А. Сопротивление грунта вертикальному вверх перемещению подземных трубопроводов и других мелкозаглубленных сооружений // Вопросы надежности газопроводных конструкций: Сб. науч. тр. - М.: ВНИИГАЗ, 1993. - С. 87 - 96.

24 Димов Л. А. Основные направления совершенствования проектирования и расчета подземных газопроводов //Газовая промышленность, 1996. - №3. - С.67 -70.

25 Димов Л. А. Надежность и безопасность газопроводов в условиях болот на Севере // Газовая промышленность, 1998. - №11. - С.22 - 23.

26 Димов Л. А., Богушевская Е. М. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности. - М.: Издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2010. - 392 с.

27 Димов Л. А. Богушевская Е. М., Соломатина Т. М. Последствия отступлений от проекта при строительстве подземных трубопроводов // Строительство трубопроводов, 1992. - №7. - С. 31 - 33.

28 Динков В. А., Иванцов О. М. Открытое письмо в журнал «Газовая промышленность» // Газовая промышленность, 1998. - № 3. - с. 12 - 13.

29 Долгов И. А., Васьков И. А., Горчаков В. А. Надежная и безопасная эксплуатация магистральных трубопроводов // Газовая промышленность, 2006. - №12. -с. 22-27.

30 Егурцов С.А., Сулейманов Р.С., Чигир В.Г. Проблемы взаимодействия переходов трубопроводных систем с водотоками Севера: теория и практика // Проблемы общей и

прикладной геоэкологии Севера / Под ред. В. И. Соломатина. - М.: Издательство МГУ, 2001. - С. 264 - 285.

31 Забела К. А. Красков В. А., Москвич В. М. и др. Безопасность пересечения трубопроводами водных преград. - М.: Недра, 2001. - 194 с.

32 Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов. - М.: КИИП «Нефтегазстройинформреклама», 1991. - 174 с.

33 Идрисов Р. Х. Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов / Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. - Уфа: ГУП "Институт проблем транспорта энергоресурсов", 2002. - 42 с.

34 Ильгамов М. А. Статические задачи гидроупругости. - Казань: Институт механики и машиностроения РАН, 1994. - 208 с.

35 Инструкция по оценке прочности и контролю участков газопроводов в слабонесущих грунтах. - М.: ВНИИГАЗ, 1986. - 97 с.

36 Инструкция по проектированию трубопроводов, укладываемых в насыпи и с малым заглублением в грунт. - М.: ОНТИ ВНИИСТ, 1967. - 25 с.

37 Коробков Г. Е., Зарипов Р. М., Шаммазов И. А. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации. - СПб.: Недра, 2009. - 410 с.

38 Крылов Г. В., Отт К. Ф., Смирнов В. А., Стояков В. М. Эксплуатационная надежность газопроводов // Газовая промышленность, 1999. - ЖЗ.-С.57 - 58.

39 Кукушкин Б. М., Канаев В. Я. Строительство подводных трубопроводов. - М.: Недра, 1982.- 176 с.

40 Лисин В. Н., Шарыгин В. М., Поляков Г. Н. и др. Тенденции развития и опыт эксплуатации линейной части магистральных газопроводов на Крайнем Севере // Транспорт и подземное хранение газа: Обзорная информация / ВНИИЭ Газпром, 1989. - Вып. 8. - 39 с.

41 Литвин И. Е. Обеспечение работоспособности трубопроводов, эксплуатируемых в водных средах / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 250 с.

42 Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. - М.: Елима, 2001. - с. 526 - 532, 625 - 666.

43 Методика гидростатического районирования территории Российской Федерации. - М.: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, 2007. - 8 с.

- 44 Морозов В. Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях. - Л.: Недра, 1982. - 123 с.
- 45 Мусаткина Т. А., Соколов С. М. Экспериментальное исследование взаимодействия трубопровода с торфяной засыпкой при вертикальных перемещениях // РНТС ВНИИОЭНГ. Серия Нефтепромысловое строительство. - М., 1975. - Вып. 2. - С. 15-17.
- 46 Петров И. П., Айнбиндер А. Б. Сопротивление грунта поперечным и продольным перемещениям труб // Вопросы прочности трубопроводов: Сб. науч. тр. ВНИИСТ, 1971.-Вып. 25.-С. 163- 179.
- 47 Пособие по выбору основных параметров, определяющих конструктивное решение подземных трубопроводов. Комплекс программ для ЭВМ ЕС (к СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы) / Айнбиндер А. Б., Черний В. П., Никитин А. А. и др. - М.: ВНИИСТ, 1988. - 64 с.
- 48 Пособие по расчету напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода при произвольном очертании оси в горизонтальной и вертикальной плоскостях, несовмещенных углах поворота и закреплении грузами и анкерами с малой удерживающей способностью: Программа ПРУТ-88 для ЭВМ ЕС (к СНиП 2.05.06 Магистральные трубопроводы) / Айнбиндер А. Б., Черников В. П., Олейник Л. Н. и др. - М.: ВНИИСТ, 1989. - 44 с.
- 49 Рекомендации по оценке несущей способности участков газопроводов в непроектном положении. - М.: ВНИИГаз, 1986. - 43 с.
- 50 Рекомендации по оценке работоспособности подводных переходов газопроводов при наличии размывов дна. - М.: ВНИИГаз, 1995. - 40 с.
- 51 Рекомендации по повышению надежности эксплуатации пойменных и русловых участков подводных переходов газопроводов Соленинское-Мессояха- Норильск. - М.: ВНИИГаз, 1987. - 47 с.
- 52 Ремизов В.В., Сулейманов Р.С., Ланчаков Г.А., Чигир В.Г. и др. Диагностика состояния газотранспортных систем Крайнего Севера. Техногеоэкологический анализ состояния переходов трубопроводов через средние и малые водотоки. - М.: ИРЦ Газпром, 1998. - 83 с.
- 53 Романцов С. В., Шарыгин В. М. Конструктивно-технологические решения по восстановлению устойчивости действующих газопроводов // Газовая промышленность, 2007. - №8. - С.33 - 36.
- 54 Руководство по автоматизированному расчету на прочность линейной части трубопроводов: Р 499-83 / А.Б. Айнбиндер, В.С. Шевчук, А.П. Аптекарь и др. - М.: ВНИИСТ,

1984. - 206 с.

55 Руководство по расчету с применением ЭВМ подземных трубопроводов с произвольным очертанием оси в вертикальной плоскости: Р 290-77 / Айнбиндер А. Б., Дроботя А. И., Гильзин С. К., Олейник Л. Н. - М.: ВНИИСТ, 1979. - 58 с.

56 Руководство по расчету с применением ЭВМ подземных трубопроводов с произвольным очертанием оси в горизонтальной плоскости: Р 319-78 / Айнбиндер А. Б., Дроботя А. И., Гильзин С. К. и др. - М.: ВНИИСТ, 1979. - 54 с.

57 Руководство по расчету с применением ЭВМ подземных трубопроводов с произвольным очертанием оси в горизонтальной плоскости на обводненных участках: Р 371-79 / Айнбиндер А. Б., Дроботя А. И., Гильзин С. К. и др. - М.: ВНИИСТ, 1980.-44 с.

58 Руководство по расчету с применением ЭВМ подземных трубопроводов с произвольным очертанием оси в вертикальной плоскости на обводненных участках: Р 372-79 / Айнбиндер А. Б., Дроботя А. И., Гильзин С. К. и др. - М.: ВНИИСТ, 1980.-53 с.

59 Семяшкин А. А., Щур Н. М. Анализ ремонтных работ газопровода Вуктыл-Ухта // Способы строительства и материалы для нефтегазовой отрасли Севера и п-ва Ямал: Сб. науч. тр. - М.: ВНИИСТ, 1988. - С.20 - 26.

60 Смородинов М. И. Анкерные устройства в строительстве. - М.: Стройиздат, 1983. - 184 с.

61 СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Минстрой России. - М.: ГУПЦПП, 1997. - 52 с.

62 СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. - М.: Минстрой России, 1996. - 52 с.

63 СНиП Ш-42-80*. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. - М., 1997. - 44 с.

64 СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. 1. Общие правила производства работ. - М., 1997. - 54 с.

65 СП 20.13330.2011 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия». - М.: Госстрой СССР, 1985. - 48 с.

66 СП 22.13330.2011 «СНиП 2.02.01-83*. Основания здания и сооружений». - М.: Госстрой СССР, 1983. - 52 с.

67 СП 50-101-2004. Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений. - М., 2005. - 155 с.

68 СП 107-34-96. ОАО "Газпром". Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках / Под ред. Патона Б. Е., Динкова В. А.,

Иванцова О.М. - М.: ОАО «Газпром», 1996. - 26 с.

69 СП 108-34-97 Сооружение подводных переходов / Под ред. Патона Б. Е., Динкова В. А., Иванцова О.М. - М.: ОАО «Газпром», 1998. - 47 с.

70 Спектор Ю. И. Бабин Л. А. Укрепление берегов в створах подводных трубопроводов. - М.: ВНИИПКтехоргнефтегазстрой, 1988. - 36 с.

71 Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / Под ред. Дерцакяна А. К.. - Л.: Недра, 1977. - 518 с.

72 СТО 36554501-014-2008. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения. - М.: ФГУП НИЦ Строительство, 2008. - 16 с.

73 СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром». - М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007. - 159 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Обзор работ, посвященных проблематике эксплуатации переходов трубопроводов через обводненные участки

Overview of works devoted to the problems of operation of underwater crossings of gas pipelines

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Е	Тардакин Владимир Петрович		

Консультант кафедры

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТиПМ	Зиякаев Григорий Ракинович	к.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ИЯПР	Баранова Анастасия Викторовна			

The total length of the underwater pipeline systems in operation in our country is approximately 3000 km, and the number of underwater crossings of gas pipelines exceeds 3000. According to many years of experience, fault situations most often take place on the transitions of gas pipelines through water barriers. The degree of complexity of repairing an underwater crossing and the cost of carrying it out are comparable with the construction of a new crossing, and the elimination of accidents occurring on underwater crossings takes several times more time than in the case of the elimination of similar damage on the linear part. Due to accidents on the transitions, there is a reduction in the supply of the product, and sometimes even a complete stop of the product.

Damage to underwater transitions is most often caused by erosion of the soil caused by the reformation of the banks and the bottom of the river, and the appearance of open sections on the transition for this reason. The free spans of the gas pipeline formed on the dyke are affected not only by operational loads, but also by the complex hydrodynamic effect of the water flow, which increases the risk of emergencies.

Depending on the relationship between the parameters of the ground and the water flow, emergency situations can occur for the following reasons. First, the static component of the hydrodynamic action of water can pull a pipe out of the trench. Secondly, hydrodynamic resonance of the system "water flow - soil - pipeline" can occur. Finally, due to the effect of the longitudinal-transverse bending of the stress in the metal, the pipes may exceed the permissible values.

If the parameters of the system "water flow - soil - pipeline" are known, the physical and mechanical characteristics of the gas flow, the length of the washed out section of the pipeline, the speed of the water flow, it is possible to assess the reliability level of the underwater pipeline and on the basis of the findings draw up measures to eliminate the emerged emergency situation.

Among the currently operated gas pipeline crossings through water obstacles, the most dangerous in terms of reliability are:

- hundreds of gas pipeline crossings through reservoirs with depths of up to 30 m and a width of 1.5 to 5 km;

- more than a thousand transitions of gas pipelines with diameters from 300 to 1,420 mm through rivers with a width of up to 1.5 km [43].

Consider the accidents that occurred on the gas pipelines before 1984. During the period from 1959 to 1982, 40 accidents were registered on underwater crossings of gas pipelines. Of these, 23 accidents took place on the riverbeds, of which 17 cases (74%) occurred in the diffuse sections of the pipeline [83]. The emergency situations that occurred for different reasons occurred in different years on the crossings of the main pipelines across the Dnieper (the Dashava-Moscow gas pipeline, 1953), Stry (gas pipeline, 1956), Volga (oil pipelines below Kuibyshevskaya GRES, 1958), Irtys (oil product pipeline, 1961), Kuban (gas pipeline, 1964), North. Donetsk (gas pipeline "Lugansk - Lisichansk", 1964), Baksan (gas pipeline, 1964), Usa (1987), M. Sin (1983).

In the 1980s, large-scale construction of gas pipelines with a diameter of up to 1,420 mm began. In 1982 - 1984 years. The gas pipeline "Urengoy - Pomary - Uzhgorod" with a diameter of 1420 mm was built and put into operation, in 1989 - 1992,

The system of gas pipelines "Yamburg - Tula - 1" and "Yamburg - Tula - 2" with a diameter of 1420 mm was built and put into operation.

Consider the accident that occurred after 1984. In 1994, an accident occurred on the underwater passage of the Tula-Moscow gas main. The largest accident occurred in 1991 on the gas pipeline "Makat - North Caucasus" with a diameter of 1,420 mm, after which a new line of underwater crossing was built across the Volga River.

At the transitions of gas pipelines through water obstacles, from 1981 to 2000, 46 emergency situations were recorded, of which 18 occurred in the floodplain part of the transitions and 28 occurred in the river channel. Most of the accidents were associated with erosion, sagging, surfacing and rupture of the pipeline, construction and installation work and damage caused by river vessels.

During the past 25 years, 1,500 accidents have occurred in the United States on underwater crossings.

At present, 45% of dyukers are operating in the Gazprom system for more than

20 years and 24% for more than 30 years. Consequently, underwater transitions have been working for a long time under very difficult conditions.

There is a lag in the scope of inspection and repair of underwater pipeline crossings from the need. The main reasons for the unsatisfactory technical condition of pipeline crossings through water obstacles are errors made during the stages of exploration, design, construction, and the shortcomings of the organization of technical supervision.

Most of the dyukers are built directly in the reservoirs and river beds in a trench way. And although great progress has been made in laying the underwater crossings in this way, but the flaws available in the method under consideration significantly reduce the reliability of the dykes.

The main disadvantage is that construction works and further exploitation of underwater transitions are carried out in river beds, water areas of reservoirs and lakes, i. Sites with a high degree of vulnerability and difficult to predict natural processes, spread over a large part of the territory of Russia. Therefore, the reliability and environmental safety of the transitions is very difficult to provide.

The processes threatening the integrity of underwater transitions include: landslides, ground drill, permafrost, ice jams, floods, complex channel processes, regulated water regime, navigation. And this is not a complete list. Most often, the causes of repair are the erosion of soil in the channel above the pipeline and the pipeline sags, as well as a violation of the current standards of construction and operation. Currently, a large number of underwater transitions are in need of repair and reconstruction.

The degree of exposure to the negative impact of natural processes, and the degree of vulnerability of underwater transitions is maximum. As is known, transitions of pipelines through water barriers consist of coastal, floodplain and underwater areas, limited by cranes. In the construction of underwater transitions, the natural course of natural processes in all these areas is disturbed, and the pipelines are affected by specific processes during operation, the occurrence and development of which is often impossible to predict in advance.

Such processes include channel processes that are complex in nature, owing to which the banks and bottom of the river undergo significant deformations in terms of depth and depth. The nature and intensity of these deformations depend on the type of rivers, the parameters of their water flows, the regional distribution of rivers, the presence of other pipelines and hydraulic structures, and the intensity of navigation.

No less dangerous for pipeline crossings are the intensive processes taking place in floodplains of rivers and also having a complex character. To estimate the intensity of these processes, one can use the length of the old people (old river beds), the scale and rate of development of deformations in floodplain areas, as well as the area of the flooded area and the duration of flooding.

Dangerous coastal processes include coastal erosion, landslides, karst and seismic phenomena, solifluction occurring in slope areas, etc. [43].

The above processes can lead to the destruction of ballasting devices with subsequent loss of stability of the pipeline and its fluctuations in the water flow, erosion of the soil above the pipeline in the river and its ascent, failure of the ground on the slopes, followed by rupture of the pipes, destruction of the bank protection structures with further exposure and pipeline erosion and .

A review and analysis of the problems that occur during the construction and operation of pipeline crossings through water obstacles is given in [32, 40, 91]. The problem of deformation of the river bed and erosion of the soil over the pipeline was studied in detail in Refs [71, 85]. There are "Recommendations for assessing the performance of underwater gas pipeline crossings in the presence of bottom erosion" [51], norms were developed on the construction [13] and operation of pipe crossings through water obstacles [52]. The construction of underwater pipeline crossings is devoted to SP 108-34-97 [70]. The design, construction and operation of subsea pipeline crossings are covered in [6, 7], as well as in Gazprom industry standards [75, 76]. Many works have been devoted to the safety and reliability of underwater pipelines, but still a significant number of fuzzy and surfaced areas are observed every year on submarine crossings.

Areas of underwater pipelines are being eroded primarily because of the process

of reorganizing the riverbed, the nature of its development depends on a variety of random factors, and therefore its prediction is very difficult. The predicted deformation of the banks and the river bottom is estimated approximately by the hydromorphological theory of the channel process, which was developed at the State Hydrological Institute.

There are departmental building codes [15], which provide methods for calculating the deformations of the shores of water bodies and streams in the design of underwater transitions of main pipelines.

The diffuse portion of the pipeline from the side of the water flow experiences the force of the drag, the buoyancy and lifting forces, and also oscillates in the transverse flow direction [83].

Areas of rivers crossed by multicircular pipeline systems are among the most difficult among underwater transitions. Problems in the operation of such sites in recent years have arisen on the river. Ob, Kama, Volga, Irtysh and many others.

The old branch and state regulatory documents, according to which the underwater pipelines were built and are currently operating, do not correspond to the current level of technical capabilities and knowledge. These documents were mostly designed for normal operating conditions and took into account only a few possible emergencies. As fixed assets age, the probability of occurrence of such situations increases. But the basis of modern principles of security provision are conceptual provisions for preventing possible emergencies, cataclysms and catastrophes caused by technogenic and natural factors, and localizing their consequences [43].

The hydrological processes of the watercourses flowing through the territory of the north of Western Siberia under the conditions of the subarctic cryolithozone have a unique character, especially in technogenesis. In 1993 - 2000 years. Complex surveys of the pipeline systems of the Urengoy oil and gas condensate field (NGKM) were conducted, as a result of which it became clear that the specifics of the interaction of these systems with the watercourses, as well as with the cryogeoecosystems of the territory, primarily determine the reliability of the pipelines [53].

In [31], the pipeline routes of the Nadym-Pur-Taz region were studied. The

situation, which is formed on the crossings of pipelines through medium and small watercourses in the western and eastern corridors of the Urengoy oil and gas condensate field, was carefully analyzed and subjected to techno-geoecological diagnostics. As a result, the authors established cause-effect chains in which dangerous, unfavorable and potentially dangerous for the state of transitions phenomena and processes are described from the time they occur until the time of pipeline failure, taking into account the zonal and subzonal features of their manifestation. In [31], the cause-effect chains for the inter-field gas collector (IPC) of the Urengoy oil-gas condensate field, whose length exceeds 1000 km, are given.

Actually, the interaction of the pipeline with the natural environment, the equilibrium state of which was disrupted during construction, consists not of "discrete" subprocesses, but is a single process, the causes of which in most cases are complex complex.

The underwater transitions of the collector considered in [31] through p. Yen-Yakh are a striking example of areas of potential danger, such as bottom and side erosion.

Underwater crossings of pipelines through rivers, according to SNIIP 2.05.06-85 * [62], should be arranged on the most straight sections of the channels. In the valley of the same river. Yen-Yakhi, underwater passages of both strings of the collector were laid across the bend of the river. As is known, the riverbeds flowing in the subarctic geocryoecological zone, even under natural conditions, are characterized by their increased dynamics, and in technogenic conditions river banks retreat to abnormally large distances in high water years. This is explained by the fact that roads with blind dams located within river flood plains and with bridge apertures, whose width is insufficient to pass flood waters, create a flood of flood waters, as a result of which the rate of river bank retreat sharply increases.

The costs of small and medium-sized northern rivers are characterized by small values at low periods and very large during periods of flooding, which, obviously, was not taken into account in the design and construction of these roads. The roads, which in this case play the role of semisaprud, accumulate before them flood waters, gradually

flooding low, and then high floodplains. Floods in these areas reach abnormally high altitudes. On the section of p. Yen-Yakhi in natural conditions, the water level rises almost 3 m above the low-water level once in 10 years, and before the road, which plays the role of semi-dammed, the water level during flooding sometimes by 0.5-1 m exceeds its natural marks. For this reason, in areas that are located on top of the regional slope of the surface to the roads, the process of technogenic transformation is particularly intense, further exacerbated by numerous violations of the relief of the bottoms, shores and lower floodplains of channels that appeared at the stage of construction of underwater crossings.

As a result of observations, the authors of [31] found that the banks of the river, from which the floodplain is less developed, are blurred more intensively. This pattern operates under natural conditions, but in the process of formation of the "engineering structure - the river" system, its manifestation becomes stronger.

The influence of underworld intra-alluvial (intra-soil) water flows on the pipelines of submarine transitions, especially large diameter, is one of the main factors threatening the reliability of the operation of the dykes. Under the conditions of the Urengoy oil and gas condensate field, similar processes take place not only on medium rivers, such as the river. Yen-Yakh, but also on streams and small rivers (the Koral-Yaga-Tarka River, the Sidimutta River, etc.) [31].

On the sections of the pipelines that have undergone bogging (man-made watering), the rise of pipelines is observed for many kilometers. The degree of watering of sand under the stream channels is much higher. With respect to such sand, which is as aggressive as possible to the pipelines, the concept of "water-ground" rather than "ground" is more likely to apply.

The roads that accompany the infield and main gas and oil pipelines are the main cause of man-made waterlogging and swamping in the developed territories of the North. In the technogenic swamping that occurs in the territories of gas and oil fields, they contribute their share and commercial roads. Commercial roads to main highways are usually adjacent to a straight (or close to a straight) angle. During the melting of snow between these roads in the area of their intersection, in the upper direction along

the regional slope, temporary reservoirs with a width of up to several hundred meters and a depth of 0.5 to 1.0 m often occur.

The bridge passages of the railways and highways in the channel, as well as the embankments in the floodplain that play the role of dams, during the high water significantly inhibit the flow of streams and rivers, causing the processes of dynamic transformation of the channels over 0.5 - 1 km and more. Therefore, it is impractical to construct pipeline transitions in this zone [31].

That the pipeline does not lose stability of its position on design marks in the trench, it is ballasted or fixed. For this purpose, structures are used to create additional pressure (pressure) on the pipeline, and structures using passive repulsion of the underlying trench of the ground.

The constructions of the first type include different kinds of weighting agents, soil filling, polymer containers and made of non-woven synthetic materials (NSM) panels of the device. The constructions of the second type include different types of anchor devices, through which gas pipelines are fixed in both permafrost and thawed soils.

The choice of these or other methods of anchoring, ballasting of the pipeline and applied structures, produced at the design stage, is affected by: the relief and engineering-geological conditions of the terrain, the type and physical and mechanical properties of the soils; Layout of the pipeline sections to be laid in the profile and the plan, taking into account the presence and parameters of the vertical and horizontal curves; Level of groundwater, type of marsh, capacity of peat deposit in the planned section of the pipeline route; Season and methods of production [43].

Construction and installation works on fastening and ballasting of gas pipelines on design marks are made in accordance with the design of works, BCH 39-1.9-003-98 [14] and JV 107-34-96 [69].

The description of methods of fastening and ballasting of pipelines on design marks is given in construction norms [14], in [11, 80]. The main parameters, methods and means for securing and ballasting of gas pipelines are calculated according to Appendix 1 of SP 107-34-96 [69].

1.2. Overview of the studies on the longitudinal stability of pipelines

Determine where the projected underground gas pipeline can lose its longitudinal stability, perhaps only by calculation methods. But at present there are many reasons why such a calculation, while ensuring the required accuracy, is rather difficult to produce.

When calculating the pipeline, taking into account its interaction with the ground, they usually take an elastic or rigid-plastic model of soil deformation, for example, in [1, 72, 80, 98]. A rigid-plastic model of the ground environment assumes that for any cross-section of the pipeline, at any value of the movement of the pipe from the side of the soil, there will be a uniform resistance along the entire length of the pipeline, the value of which is equal to the limiting value. Consequently, when calculating according to the rigid-plastic model of the ground environment, the value of the critical force NK_p is underestimated in comparison with its real value.

Evaluation of pipeline stability

In a soil environment modeled by an elastic base, is of no practical value due to the fact that stability must first lose ground, and this is impossible with soil modeling by an elastic base [67].

The authors of [27] note that the ground, which underground pipelines fall asleep, is actually bulk. When constructing pipelines, the soils that trenches fall into, are not laid in layers, sealing each subsequent layer to the required density. Therefore, the backfill thus produced can be considered a heap in accordance with the classification given in [68] [27].

Self-compacting of the dumps, depending on the type of soil, lasts 1 to 15 years, and over time, the backfill soil acquires characteristics similar to those of an undamaged natural soil. But that the characteristics of the ground, which are filled with trenches of pipelines, have reached the same values as in a natural undeveloped soil, a large time interval estimated in tens and even hundreds of years is required [27]. For example, restoration of density of water-saturated soils of backfilling of trenches to 70% of the density of undisturbed soil in the central regions of Russia takes place over 3 to 5 years, in the districts of Yamburg and Urengoi - for 8 to 11 years, and on the

Yamal Peninsula for an even longer period [43] .

It is also important to note that during the construction of pipelines in winter, ice and snow inevitably enter the filling ground, although the rules for the production of this work do not allow [64]. In the warm season, ice and snow in the backfill are melting, resulting in a reduction in the thickness of the backfill. This process is accompanied by a strong compaction of the backfill, as a result of which the state of the fill approaches that which it would have when laying it in a trench filled with water.

Since the main pipelines belong to the structures of the I level of responsibility [73], the characteristics of the soil $\langle p, c, E$ in accordance with par. 5.3.4 - 5.3.11 SP [68], paragraph 7.13 SP [65], paragraph 2.16 SNiP [67] for them are determined in the field by testing the soils according to the provisions of [17, 18]. The procedure for conducting engineering surveys for the construction of pipelines is determined [63].

The authors of Ref. [27], having performed a number of calculations on computers in which the properties of soils changed, leaving other conditions of operation of the pipeline constant, came to the conclusion that in the case of thawed sandy-clay soils

The physical and mechanical characteristics of these soils have little effect on the results of the calculation of VAT of gas pipelines. The change in the deformation and strength properties of soils $\langle p, c, E$ is practically unaffected by 30-40%, or it affects very little the stresses occurring in the pipeline and calculated in accordance with SNiP 2.05.06-85 * [62]. results

Studies carried out by the authors [16] also confirm the findings. Therefore, it is recommended in [27] to take soil characteristics according to the tables of Appendix 1 of SNiP 2.02.01-83 * [67], refusing to define them exclusively in the field. At the exploration stage, it is very important to determine the boundaries of areas where the difference in the deformation modules of the bordering soils is very precise, such as: "thawed soil - frozen soil", "mineral soil - swamp".

The requirement of clause 8.5 of SNiP 2.05.06-85 * [62] on the acceptance of soil properties according to the engineering survey data, which should predict the change in soil properties during operation, is very difficult to perform, since the

characteristics of the ground during exploration and operation of an already constructed object can be very strong. Differ, for example, in connection with the possible thawing of frozen rocks, watering the terrain, increasing the level of groundwater, etc. [27].

Completed Cand. Tech. Kh. K. Mukhametdinov at VNIIST research and studies has shown that in water-saturated mineral soils there is a loss of stability and overturning of supplies, as shown in Figure 1.2. The adjacent rectilinear sections come to the surface after the angles of rotation, which float first [43].

In the absence of freedom of movement of the pipeline and compensating devices on it, the pipeline may deform from the resulting compression forces. When ballasting a gas pipeline with a diameter of 1420 mm with weighting agents of the UBO type, arranged in steps of 1.9-2.5 m,

Weighting agents begin to perform transverse reciprocating movements. Efforts in this case on the belts of the most common UBO-1 shipments reach 38 tons, exceeding by 10 times the estimated initial effort of 3.6 tons.

If the pipeline is pinched on one side and the angle of its turn that has floated to the surface is not fixed, then the pipeline with a diameter of 1420 mm can extend by more than 1 m per 1 km of the unprotected section.

The investigations of a 1 km long section of the pipeline, which had come to the surface and had an angle in the middle of the horizontal plane, showed that the vertex of the angle can be displaced to the outer region from the design axis, moving upwards at an angle of about 45° to the horizontal plane. Reducing the pressure of the pumped gas or temperature will cause the rotation angle to shift to the inner region. The transverse displacement of the vertex of the angle in the case of a weak pinched ability of the ground can exceed 0.5 m.

When a gas pipeline with a diameter of 1420 mm is ballasted by weighting agents of the UBC type, located in steps of 1.5-2.5 m, the weighting agents due to pinching in the ground can not move transversely along with the pipeline, while maintaining stability and ballasting capacity. Such transverse movements, reaching up to 600 a year

Reciprocal movements far from the top of the corners, eventually reduce the

depth of the pipeline. The consequence of large displacements are the tearing of hooks from the body of blocks of weighting agents, ruptures of belts.

Weighting agent (or weighting coating), which moves in the ground, without experiencing mutual displacement with the pipeline, is the most optimal. To realize this in practice, the weighting agent must have a reliable pinch (clutch) with the pipeline and a low drag (or its complete absence). These conditions are most satisfied by cast-iron weights and concrete weighting agents, as well as by solidification.

Weighting agents of the UBC type and connecting belts of weighting agents of the UBO type allow free movement of the pipeline under them, so that the insulating coating of the pipeline can be damaged. To avoid this, the specific pressure of the weighting agents on the surface of the pipeline must be low. This requirement is satisfied by soil-filled container weighting agents made from technical fabrics of KG and PKBU, whose specific pressure does not exceed 0.02 MPa, and also the method of ballasting the pipeline with mineral soil using non-woven synthetic materials (NSM).

The authors of Ref. [97] estimated the effectiveness of various methods for fixing the position of gas pipelines based on many years of experience in the operation of the Yamburg-Center gas trunkline system under conditions of permafrost spreading [41].

The position of the pipelines was fixed in various ways: with the help of weighting agents UBO-1, UBK-1.4, disk and core frozen anchor devices, and also with ground-filled devices made of NSM.

As a result of the inspection of the sections of the Yamburg-Elets-1 gas pipeline, 8 floating regions with a total length of almost 3 km were detected during 9.75 km of fixed anchor devices. On the surfaced sections, the anchor belts were detached from the rods.

During 41 - 85 km of the route of the Yamburg-Elets-2 gas pipeline, 11 surfaced areas were identified, the total length of which was 2740 m. At the same time, the construction of the anchor devices that emerged on the surface of the earth was complete. The reason for the ascent of the anchored sections in this case was that the anchors were installed during the spring thawing of the soils, at the end of May.

The authors of [97] note that the long-term creep of permafrost soils also leads to a loss of stability in the sections of gas pipelines fixed by freezing anchor devices, observed at a soil temperature from minus 1 ° C to minus 2 ° C and with an operating load of the gas pipeline causing the anchor to exit onto the surface of the Speed of about 0.6 mm / day. After a few years, such a section of the pipeline may surface.

As a result of the inspection of sections of gas pipelines that had been ballasted with reinforced concrete weighting agents, it was revealed that the main drawback of this method of ballasting is the skewing of the weighting agents on the pipe and their further overturning. And in the process of overturning the weighting agents, as a rule, pipeline insulation is damaged.

Often overturning of weighting agents is observed in the places where the watered sections of the pipeline are turned. Under the action of compressive longitudinal forces and the buoyancy force, the gas pipeline is displaced to the outer side of the angle of rotation, as a result either the weighting bodies are tipped over or their power belts are torn off.

In [97], as an example, sections of the Yamburg-Elets-1 gas pipeline ignored by UBO weighting agents that floated over 150 m and 148 m are given. In the first section of the 80 sets of weighting agents mounted on the pipeline, only 15 remain. Weighting either a gap in the belts or the concrete blocks of weighting agents along with the belts were drowned in the liquefied ground. In the second section, 45 sets of the remaining weighting agents were fixed, of which only 15 weights were intact. The remaining weighting agents were observed to break belts and immerse concrete blocks in the ground.

The cause of dumping weighting agents in riverbeds is often the aggressive impact exerted on the pipeline from the side of shallow water-saturated sand, called "water." Skew and overturning of the weighting agents due to periodic underflooding is also observed in floodplain sections of gas pipelines laid through the northern rivers. The most unstable in the transverse direction are the saddle weights.

In [97], the sections of the gas pipelines that emerged together with the weighting agents are described, since the number of shipments put in was insufficient to prevent

the surfacing of these sections. And on the sections of gas pipelines that were ballasted with the help of ground-filled devices made of NSM, the phenomena of ascent and loss of stability of the pipelines were not observed.

After 15-20 years of operation of the Yamburg-Nyda gas trunkline system, 580 surfaced sections were recorded, the total length of which was 6.5% of the total length of the gas pipeline system [97, 86]. As the main reasons, the authors of [97] singled out the forces of frost heaving acting on the pipeline and the melting of permafrost along the gas pipeline routes during their operation.

The main problems that arise in the operation of gas pipelines in conditions of marshes and weak soils of the European North and Western Siberia are given in [20, 21, 26, 30, 39, 89]. The rationale for the need and the main directions for improving methods for calculating gas pipelines laid in such conditions are given in [25, 28, 29, 54]. In [78, 93, 94, 96], methods are given for analyzing the stability of pipelines,

Laid on the swamps, the results of which are assigned ways to repair the areas that have lost stability. The works [19, 22] are devoted to the construction and ensuring the sustainable position of pipelines in swampy, water-saturated and permafrost soils.

Gas pipelines unload their strained-deformed state by accessing the surface, forming arches and corrugations, but this way of unloading poses a great threat to the safety and reliability of the structure. At present, regulatory documents do not provide practical technical solutions for ensuring the longitudinal stability of pipelines constructed in watered soils.

As research shows, the extended straight sections of gas pipelines often found in the Republic of Komi and Western Siberia, fixed with saddle weights or UBC, can self-wind up due to a violation of the stability of torsion equilibrium. This is because the center of gravity of the structure, consisting of a gas pipeline and weighting agents (UBC or saddle-type ones) located on it, is located above the axis of the pipeline. Therefore, if the center of gravity of this design even slightly deviates from the vertical passing through the axis of the pipe, a distributed torque appears in the gas pipeline. Because of the tightening of the gas pipeline

The weighting agents overturn, as a result of which the pipeline emerges, and

often this process becomes avalanche. Reducing the resistance of the medium during the operation of the pipeline, caused by the increase in water cuts, also contributes to the self-winding of pipelines, which initially had a stable torsional balance.

In the floodplain parts of the northern rivers, so-called soils-quick sands are often encountered, which are a weak sandy soil with low values of the coefficient of internal friction. This also characterizes some permafrost soils that have passed into the thawed state. The underground gas pipeline located in the quicksand, as studies show, experiences not only the impact of the buoyancy force of water, but also the effect of an additional buoyancy force, which appears from the mechanical action of the ground weight forces. Numerical studies carried out in [43] showed that the value of the resulting buoyancy force acting in quicksand on a gas pipeline 1420 mm in diameter can reach a value equal to the buoyancy force of a liquid of density 14-15 kN / m³. When the buoyancy force is found by the current normative documents, the density of the liquid is assumed to be 11 kN / m³. It turns out that the value of the ballast load, determined by this calculation, is insufficient to ensure the stability of the gas pipeline in quicksand, as a result of which the gas pipeline is pushed to the surface of the ground. But this process, unlike similar processes in liquid media, is slow and often stretches for many years.

The authors of Ref. [43] were interested in the effect of the raised sections of the gas pipeline on the state of the adjacent sites, which are at the design marks. It turned out that in a number of cases the surfaced section of the gas pipeline pulls out adjacent buried areas, and the process of avalanche of the pipeline begins. If the gas pipeline is fixed by means of anchors, then such a process is accompanied by either pulling anchors from the base or by breaking the power belts when the anchors can not be pulled out. According to the studies, gas pipelines, which are heavily weighted by weighting, can under certain conditions undergo the process of avalanche ascent [43].