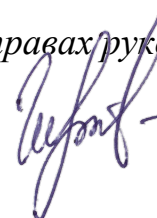


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



ШАМИЛОВ ХИРАМАГОМЕД ШЕХМАГОМЕДОВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ ОСТРОВНОГО
РАСПРОСТРАНЕНИЯ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ**

Специальность: 2.8.5. – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз
и хранилищ (технические науки)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа – 2022

Работа выполнена на кафедре «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: Доктор технических наук, доцент
**Султанмагомедов Султанмагомед
Магомедтагирович**

Официальные оппоненты: **Аралов Олег Васильевич**
доктор технических наук
Общество с ограниченной ответственностью
«НИИ Транснефть», Центр оценки соответствия
продукции, метрологии и автоматизации
производственных процессов / директор

Голубин Станислав Игоревич
кандидат технических наук
Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром ВНИИГАЗ», Корпоративный научно-
технический центр освоения морских
нефтегазовых ресурсов / начальник

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Тюменский индустриальный
университет» (г. Тюмень)

Защита состоится «22» сентября 2022 года в 14:00 на заседании диссертационного совета по защите докторских и кандидатских диссертаций 24.2.428.03 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат разослан «___» _____ 2022 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Сооружение магистральных нефте- и газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях является непростой задачей не только в плане организации их строительства, но и при выборе проектных решений, от которых будут зависеть надежность и безопасность конструкций, а также и стоимостные показатели реализации проекта, такие как срок окупаемости и затраты на эксплуатацию. Нахождение минимально необходимого и в то же время достаточного баланса между данными взаимозависимыми и обратными показателями проекта, обеспечивающего минимальные эксплуатационные риски, стоимость и сроки строительства, – одна из главных задач проектировщика, часто осложненная не столько самими условиями трассы, сколько отсутствием какой-либо информации, и тем более актуальных данных многолетнего геомониторинга и геокриологических исследований участка предполагаемого строительства.

Оттаивание сплошных линз льда и образование бугров пучения в мерзлых породах, приводящее к обводненности траншеи на большой протяженности, могут привести к всплытию и оголению участков трубопровода. При этом, всплытию будет предшествовать просадка грунта, в результате чего трубопровод из сезона в сезон будет испытывать циклические знакопеременные нагрузки (то проседая под собственным весом при пересыхании озер или образовании термокарстовых форм, то всплывая под действием выталкивающей силы). Локальный характер проблемы не всегда позволяет говорить об эффективности наземного способа прокладки, а в некоторых случаях, сохранение подземного способа укладки является единственно возможным методом строительства участков в силу наличия ряда нормативных ограничений, связанных с минимально допустимыми расстояниями до объектов с установленными для них зонами с особым режимом и условиями их использования (населенные пункты, объекты инфраструктуры, особо охраняемые природные территории и пр.), а также последствиями негативного воздействия на окружающую среду – миграцию диких животных, хозяйственную деятельность малочисленных коренных народов. При этом нормативные требования, имеющиеся в сводах правил, регламентирующих порядок организации и состав работ при выполнении инженерных изысканий и непосредственно проектировании, не содержат в себе исчерпывающих ответов на все проблемные вопросы, возникающие при строительстве новых трубопроводов, требуют большого количества

дополнительных исходных данных, которые могут быть получены только по результатам анализа опыта эксплуатации и рисков других подобных объектов в близких климатогеографических условиях. С точки зрения проектирования необходимы эффективные расчетные инструменты и специальные технические решения, позволяющие учесть неблагоприятные случаи сочетания как проектных, так и вероятных непроектных знакопеременных нагрузок, позволяющие выбрать оптимальные технико-экономически обоснованные сбалансированные решения, и унифицировать таким образом методы прокладки трубопроводов, применяемые на участках распространения островной и сезонно-талой мерзлоты.

Степень разработанности темы исследования

Вопросам теплового и механического взаимодействия подземных участков трубопроводов с окружающей средой (грунтом) посвящены экспериментальные и теоретические исследования Л.И. Быкова, Н.А. Гаррис, А.И. Горковенко, Р.М. Зарипова, И.А. Иванова, Г.Е. Коробкова, Б.Л. Кривошеина, В.А. Кудрявцева, С.Я. Кушнина, С.М. Соколова, В.О. Орлова, П.И. Тугунова, Ф.К. Хабибуллина, В.А. Чичелова, А.М. Шаммазова, В.М. Шарыгина и др. Отдельные рекомендации и правила по проектированию, строительству и эксплуатации инженерных объектов в зонах распространения многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов в холодных климатогеографических условиях прокладки, в том числе для технически сложных линейных сооружений, к которым относятся магистральные трубопроводы для нефти и газа, содержатся в различном объеме в нормативно-технической документации: СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2014, СП 25.13330.2012, СП 47.13330.2012, СП 22.13330.2011, СП 24.13330.2011, СП 21.13330.2012, а также ОНТП 51-1-85, ГОСТ 25100-95, СТО Газпром 2-2.1-249-2008, РД-24.040.00-КТН-062-14 и в других стандартах как корпоративного, так и отраслевого значения. Важно отметить, что рассматриваемым в рамках настоящего исследования вопросам точечного подземного закрепления трубопроводов в локальных рискованных зонах островного распространения мерзлоты посвящено лишь незначительное количество последних работ, связанных с опытной эксплуатацией участков магистрального нефтепровода ВСТО ПАО «Транснефть», подземный способ прокладки которого, принятый на этапе проектирования, привел к образованию множества потенциально опасных участков с отклонениями трассы от их первоначального проектного положения, выходами и просадками, устранение которых впоследствии осуществлялось в том числе с помощью подземных опор.

Соответствие паспорту заявленных специальностей

Отраженные в диссертации научные положения затрагивают практические вопросы исследования напряженно-деформированного состояния потенциально опасных подземных участков трассы магистральных трубопроводов в районах островного распространения сезонно-талых грунтов и многолетнемерзлых пород, направленные на решение проектно-эксплуатационных задач совершенствования методов расчета и разработки инженерно-технических средств для обеспечения нормативных требований устойчивости и прочности, что соответствует пункту 4 паспорта «Разработка теории конструктивной и системной надежности нефтегазопроводных систем, в том числе для сложных климатических условий» специальности 2.8.5 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки).

Целью диссертационной работы является обеспечение эксплуатационной надёжности, прочности и устойчивости потенциально опасных участков трассы подземных магистральных газопроводов, проложенных в районах островного распространения сезонно-талых грунтов и многолетнемерзлых пород, за счет совершенствования проектных решений, методов расчета и технических средств.

Для достижения указанной цели поставлены следующие **основные задачи**:

1. Анализ мирового опыта и нормативно-технической базы по инженерным изысканиям, проектированию и строительству линейных объектов в сложных инженерно-геологических условиях на предмет их соответствия современному уровню развития технологий и инженерно-технических средств защиты от рисков возникновения экзогенных геологических и геокриологических процессов.

2. Качественная и количественная оценка влияния различных сочетаний проектных и непроежных нагрузок на напряженно-деформированное состояние отклонившегося от проектного положения подземного участка магистрального газопровода при различных вариантах оттаивания траншеи и параметров укладки.

3. Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений для оптимизации параметров укладки и обеспечения эксплуатационной надежности потенциально опасных подземных участков трассы в условиях неопределенности из-за островного характера мерзлоты и знакопеременных непроежных нагрузок.

4. Разработка конструкции универсальной свайной опоры для эффективного закрепления подземных участков трассы магистрального газопровода в районах

распространения островной мерзлоты с высокими рисками оттаивания грунтов основания как для случаев обводнения траншеи, так и образовании термокарста.

Научная новизна

1. Разработана математическая модель расчета напряженно-деформированного состояния подземного участка для оценки прочности, устойчивости и эффективности параметров закрепления трубопровода на потенциально опасных участках трассы с островным характером распространения мерзлоты.

2. Предложена и экспериментально подтверждена возможность эффективного использования предварительной напряженности упруго-изогнутого участка трассы для сохранения проектного положения и компенсации рисков непроектных нагрузок при нарушении устойчивости под действием геокриологических процессов.

Теоретическая значимость исследований заключается в получении новых аналитических зависимостей, позволяющих оптимизировать проектные решения по определению количества и шагу расстановки подземных опор для точечного крепления, толщине теплоизоляции и радиусу упругого изгиба оси трубопровода в районах распространения многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов.

Практическая ценность работы

Разработана конструкция универсальной свайной опоры для эффективного закрепления подземных участков трассы магистрального газопровода в районах островного распространения многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов, на которую получены патенты на полезную модель и изобретение.

Отдельные результаты выполненных исследований в части предлагаемого метода закрепления подземного участка трубопровода в слабонесущих грунтах успешно апробированы в реализованных проектах ООО «Пайп Билдинг». Материалы диссертации, разработанные модели и методики внедрены в учебный процесс для подготовки студентов ФГБОУ ВО «УГНТУ» по курсам основных дисциплин «Прочность и устойчивость трубопроводных конструкций» и «Строительство переходов и сложных участков газонефтепроводов».

Методология и методы научного исследования

Полученные результаты работы базируются на комплексе аналитических, численных и экспериментальных исследований, включающих систематизацию теоретических знаний и практического опыта, математического моделирования и стендовых испытаний на основе современных положений строительной механики, теории упругости и апробированных конечно-элементных расчетных моделей.

Положения, выносимые на защиту

1. Результаты расчета напряженно-деформированного состояния подземного газопровода и опор, полученные по разработанной в ANSYS конечно-элементной модели при различных сочетаниях проектных (рабочее давление, упругий изгиб, температурный перепад и вес снаряженного трубопровода) и непроектных нагрузок (всплытие трубы в обводненной траншее и образование пролетов в термокарсте) при оттаивании грунтов с образованием термокарста или обводнением траншеи, а также анализ результатов численных исследований возможности оптимизации количества опор и толщины теплоизоляции подземного участка магистрального газопровода при укладке трассы упругим изгибом в направлении, обратном стреле пролета, отклонившейся от проектного положения оси трубопровода.

2. Конструкция универсальной подземной опоры газопровода для закрепления нетеплоизолированных участков в многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтах, одновременно выполняющей функции как анкерных балластированных устройств, так и свайно-столбчатого основания.

3. Результаты экспериментальных и численных исследований условий работы, прочности и работоспособности предлагаемого способа подземного закрепления и основных несущих элементов разработанной конструкции свайного основания для нетеплоизолированных участков магистрального газопровода в многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтах островного и прерывистого характера распространения.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов исследований подтверждена представленными данными выполненными численных и экспериментальных исследований, которые коррелируются и не противоречат результатам аналогичных и близких к тематике научных работ, опубликованных в отечественной и зарубежной литературе.

Апробация. Основные положения диссертационной работы докладывались на следующих мероприятиях: Международная научно-практическая конференция Общества Науки и Творчества (г. Казань, 2015 г.), XIX Международная научно-техническая конференция «Проблемы строительного комплекса России» (г. Уфа, 2015 г.), Международные молодежные научные конференции «Нефть и газ» (г. Москва, 2015, 2016, 2017 гг.), Международные конференции молодых ученых и студентов (г. Баку, 2015, 2018 гг.), Международные научно-технические конференции «Нефтегазовый терминал» (г. Тюмень, 2015, 2016 гг.), Пятая конференция геокриологов России (г. Москва, 2016 г.), Международная научно-техническая

конференция, посвященная памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 2016 г.), Международные научно-практические конференции молодых учёных «Актуальные проблемы науки и техники» (г. Уфа, 2015, 2016 гг.), Международные учебно-научно-практические конференции «Трубопроводный транспорт» (г. Уфа, 2015, 2016, 2018, 2019, 2020 гг.), Международная научная конференция «FarEastCon» для ученых, преподавателей и представителей предприятий (г. Владивосток, 2019 г.), XVI Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 2020 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 33 научные работы, кроме того, 2 патента на полезную модель и 1 патент на изобретение. Наиболее значимые результаты отражены в 8 научных статьях, из которых 5 статей – в ведущих изданиях, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 3 – в изданиях, индексируемых в международной базе данных Web of Science и 4 – Scopus.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из 129 страниц машинописного текста, включает в себя следующие составные части: введение, четыре главы, основные результаты и выводы, 8 таблиц, 64 рисунка, а также библиографический список из 141 наименования и 5 приложений.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложена основная суть исследования, обоснована актуальность диссертационной работы, поставлена цель, сформулирована идея, поставлены основные задачи работы, выдвинуты защищаемые положения, а также выявлены научная новизна и практическая значимость.

В первой главе выполнен анализ мирового опыта и нормативно-технических требований к проектированию, строительству и обеспечению безопасной надежной эксплуатации трубопроводов, проложенных в условия, осложненных залеганием многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов.

Основные требования по обеспечению устойчивости и эксплуатационной надежности трубопроводов внесены в нормативные документы по инженерным изысканиям и проектированию. Но они не дают исчерпывающих ответов на все проблемные вопросы и требуют большого количества исходных данных, которые могут быть получены только путем длительного мониторинга или по результатам анализа эксплуатации других подобных объектов в близких условиях. Так, например, при строительстве нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан»

(ВСТО), в отличие от ранее построенного нефтепровода «Ванкор – Пурпе», для компенсации сейсмических нагрузок была принята более дешевая подземная схема укладки в широкой траншее с пологими откосами и песочным заполнением, но не были учтены риски образования бугров пучения из-за ледяных линз в районах распространения островной мерзлоты, свойственной отдельным районам трассы. В процессе эксплуатации ВСТО были выявлены многочисленные случаи оголения и просадки подземных участков трубопровода, требующие разработки надежных эффективных решений по закреплению и восстановлению проектного положения уже действующего нефтепровода. Проектирование нового газопровода «Сила Сибири» в одном технологическом коридоре с ВСТО, как и интенсивное освоение Восточной Сибири России в целом, выдвигает вопросы обеспечения надежности и безопасности закрепления магистральных трубопроводов в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты на первый план.

Наиболее распространенным методом прокладки в вечномёрзлых грунтах, в том числе решающим и вопросы продольных перемещений трубопровода, является надземная укладка участка в теплоизоляции на подвижных свайных опорах с термостабилизацией грунтов основания. Стоит отметить, что подобные решения различаются по направлениям компенсации нагрузок, в зависимости от конструкции опор. Так, например, технические решения опор на нефтепроводе Ванкор-Пурпе на участках вечной мерзлоты способны компенсировать только продольные и поперечные температурные перемещения труб, но не выдерживают динамических сейсмических нагрузок.

Сокращение расчетного температурного перепада и исключение теплообмена опор с трубопроводом требует обязательного применения теплоизоляции.

Для обеспечения надежности в сейсмически активных районах на участках надземной прокладки применяются специальные шарнирные опорные конструкции, позволяющие компенсировать, как поступательные продольные и поперечные, так и изгибные и колебательные нагрузки.

Еще одним решением, позволяющим отказаться от дорогостоящей надземной укладки, является устройство широких траншей с пологими откосами и набивкой мягким грунтом. Для разработки больших объемов мерзлых грунтов требуется специальная техника, при этом должны быть решены вопросы, связанные с доставкой мягкого привозного грунта и балластировки трубопровода, что не всегда может быть технико-экономически обосновано. Как уже упоминалось ранее, опыт

эксплуатации ВСТО показал неэффективность подобных решений в зонах распространения островной мерзлоты при образовании бугров пучения на участках пересечения ледяных линз.

Таким образом, при высоких рисках оттаивания несущих грунтов основания, воздействия больших температурных перепадов и потенциальных сейсмических динамических воздействий, метод надземной прокладки на шарнирных опорах с термостабилизацией грунтов не имеет близкой по надежности альтернативы, но при этом является наиболее затратным, как при сооружении, так и в последующей эксплуатации. При строительстве же в районах с распространением прерывистой и островной мерзлоты надземная прокладка отдельных участков протяженного подземного трубопровода требует серьезного технико-экономического обоснования и часто нецелесообразна в связи с локальным характером описанных проблем, которые вполне могут быть решены разработкой менее затратных эффективных методов точечного закрепления при соблюдении условий прочности участков, регламентируемых нормативными документами.

Анализ литературных источников показал многообразие вариантов мерзлоты пород в зависимости от условий и причин образования. Одной из основных причин, в соответствии с наиболее популярной гипотезой, является промерзание толщи грунта в ледниковые периоды из-за отсутствия на поверхности массивных ледников, препятствующих потере тепла. Такого рода мерзлота типична для Восточной Сибири, однако зоны распространения островной или прерывистой мерзлоты могут встречаться и в других районах страны. Различают несколько видов мерзлоты в зависимости от степени и характера промерзания пород. Основными видами являются поверхностное сплошное промерзание подпочвенных слоев, массивные толщи мерзлых пород от нескольких до десятков метров, а также и горизонтально расположенные прослойки льда. Последний выполняет роль цементирующей среды и также, как тип грунта, определяет несущую способность мерзлых пород. Так, мерзлые грунты по их состоянию делятся на твердомерзлые, пластичномерзлые и сыпучемерзлые.

Сплошные ледяные линзы в сезонно-талых грунтах на непрогнозируемых участках распространения островной мерзлоты при подземной прокладке трубопроводов могут представлять большую опасность для их прочности и устойчивости. Возможны разнообразные варианты пролегания ледяных линз с различной протяженностью и ориентацией в пространстве. Способность менять

размеры и положение под действием источника внешнего тепла тела трубопровода в сочетании с температурными колебаниями резко-континентального климата, значительно усложняет задачу закрепления участков трассы, проложенных преимущественно в подземном исполнении часто без каких-либо балластирующих устройств.

В частности, оттаивание сплошных линз льда, приводящее к обводненности траншеи на большой протяженности, может привести к всплытию и оголению участков трассы. Важно, что всплытию будет предшествовать просадка тающего грунта, в результате чего участок трубопровода будет испытывать опасные циклические изгибные напряжения, то проседая, то всплывая, постепенно увеличивая пролет деформацией грунта в точках жесткого сцепления.

В отличие от вечномерзлых грунтов, возникновение сплошных ледяных линз и бугров пучения в таликах на участках прерывистой (островной) мерзлоты имеет непрогнозируемый характер, в связи с чем потенциально опасные зоны не могут быть выявлены при изысканиях на предпроектной стадии. В этом случае трубопровод, напротив, в первую очередь будет испытывать выталкивающую нагрузку образующегося бугра пучения, а после чего под действием собственного и внешнего тепла последует оттаивание ледяной линзы с образованием либо термокарста, либо обводненной траншеи. В зависимости от указанных вариантов развития процессов, трубопровод будет испытывать совершенно разные нагрузки. Последние во многом будут зависеть от диаметра и веса подземного участка. В данном случае теплоизоляция участка, при ее наличии, только усилит непроектные нагрузки, как при всплытии, так и при провисании трубопровода.

На основе выполненного анализа литературы сформулированы основные задачи исследования, план расчетных численных, модельных и экспериментальных исследований, направленных на разработку технико-технологических мероприятий.

Во второй главе представлены результаты численных исследований методом конечно-элементного моделирования в программной среде ANSYS. Все расчеты проведены на примере подземного участка магистрального газопровода DN1200. (Рисунок 1). В ходе исследований выполнены качественная и количественная оценка напряженно-деформированного состояния подземного участка газопровода при различных вариантах оттаивания грунтов основания.

Для подтверждения вышеизложенного довода о негативном влиянии теплоизоляции проведены численные исследования напряженно-деформированного

состояния трубопровода в подземном исполнении методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS.

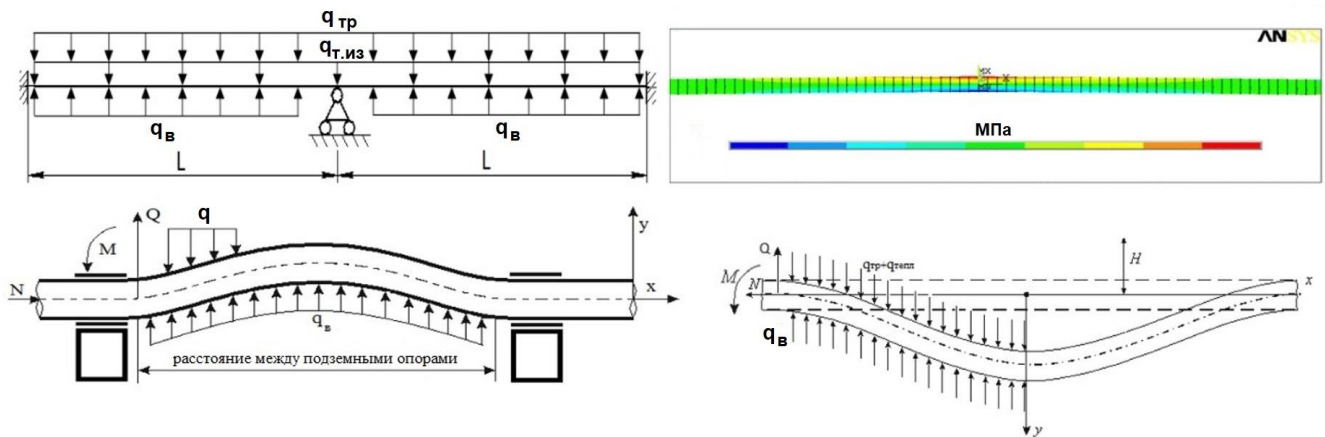


Рисунок 1 – Расчет напряженно-деформированного состояния (НС) участка газопровода с использованием метода конечных элементов (МКЭ)

Рассмотрена расчетная схема нагруженного участка подземного газопровода в образовавшемся термокарсте. Первоначальный пролет (шаг опор) принят равным 100 м. На графиках (Рисунок 2) сравниваются продольные напряжения для теплоизолированного (250 мм) участка трубы и газопровода без тепловой изоляции.

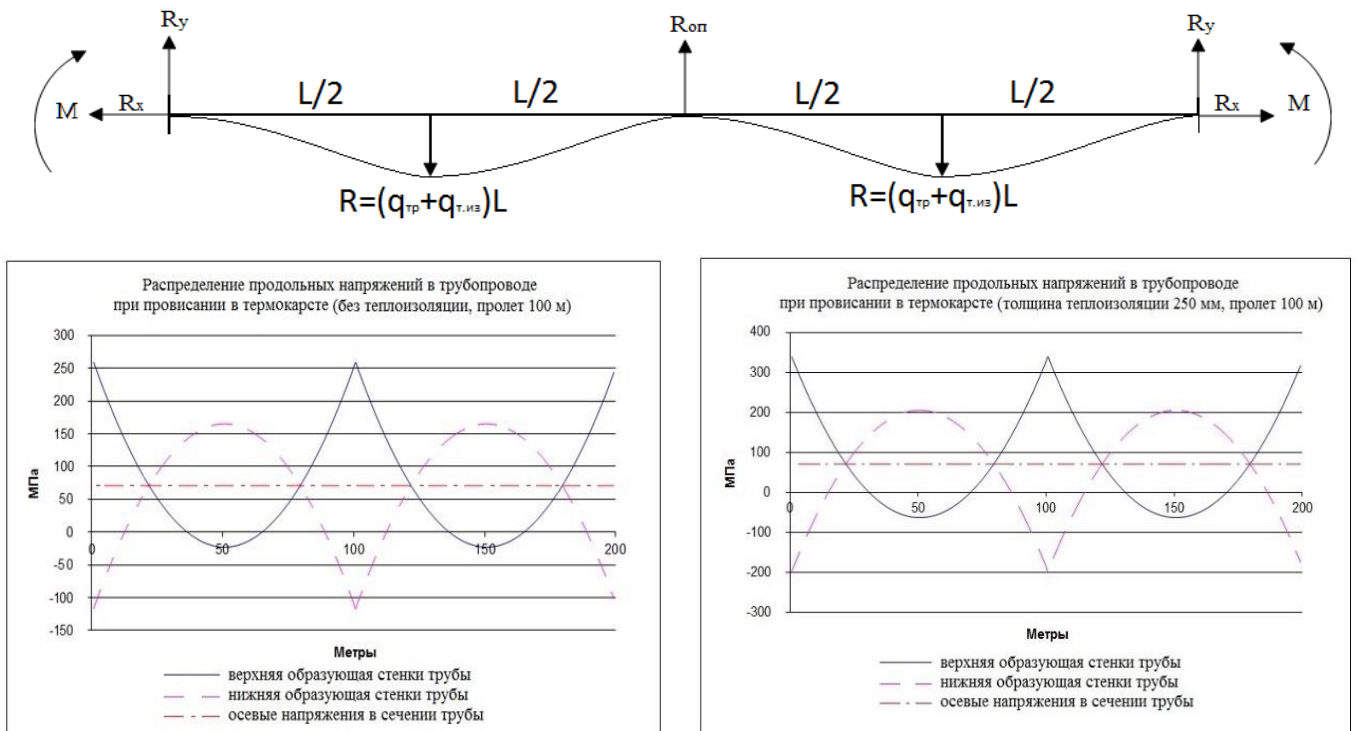


Рисунок 2 – Провисание подземного участка при образовании термокарста

Как видно по эпюрам напряжений газопровода, при наличии тепловой изоляции наблюдаются наибольшие продольные напряжения на верхней образующей опасных сечений – в местах крепления трубы к опорам. За счет меньшего веса газопровод без тепловой изоляции испытывает меньшие нагрузки при провисании в термокарсте.

Ниже приведена расчетная схема для нагруженного участка подземного газопровода уже в обводненной траншее (Рисунок 3). Шаг опор также 100 м, теплоизоляция – 250 мм.

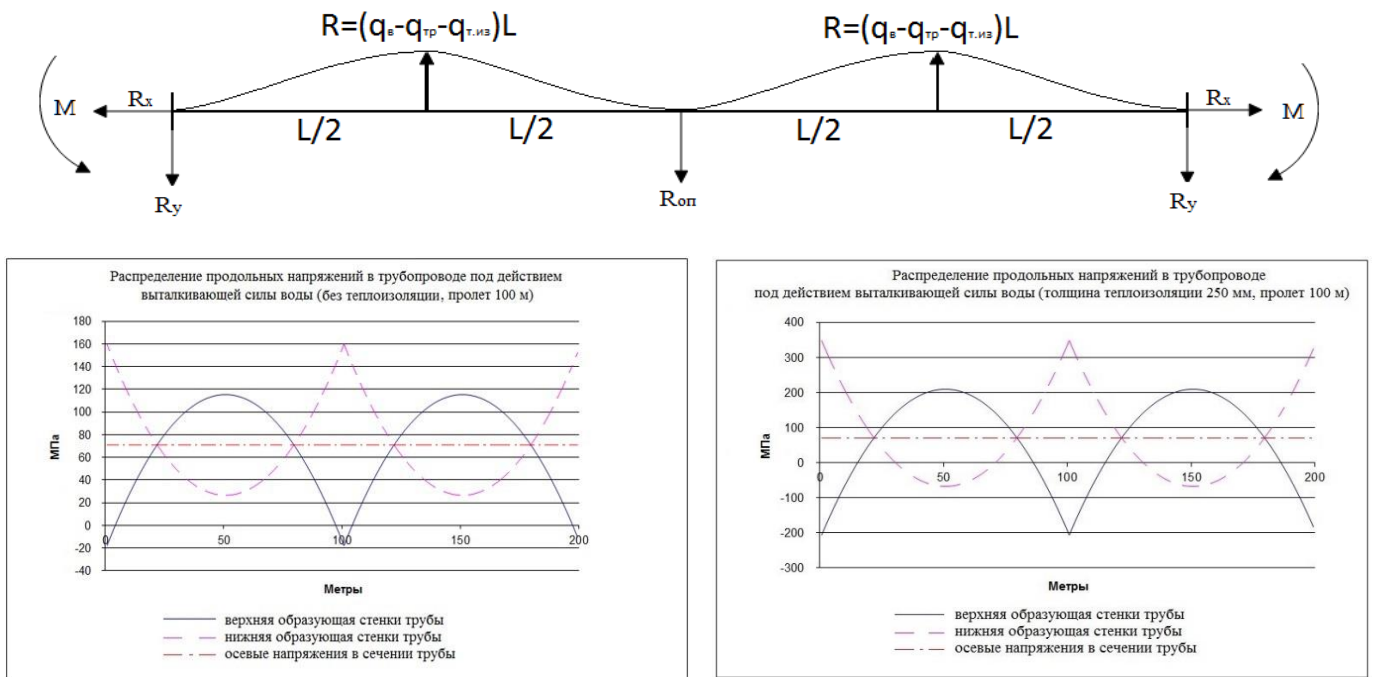


Рисунок 3 – Всплытие подземного участка в обводненной оттаявшей траншее

Так же как в первом рассмотренном случае, участок газопровода без тепловой изоляции испытывает значительно меньшие нагрузки, при этом максимальные растягивающие напряжения уже находятся на нижней образующей в наиболее опасных сечениях – в точках крепления трубы к опорам. С целью подтверждения данного факта подобные расчеты для конечно-элементной модели были проведены для различных вариантов сочетания шага опор и толщины теплоизоляции. Были учтены дополнительные проектные нагрузки от температурного перепада и упругого изгиба.

Так, на Рисунке 4 представлены графики зависимости величины продольных напряжений от протяженности пролета (шаг опор) и толщины тепловой изоляции трубопровода 1200 DN. Напряженно-деформированное состояние в наиболее опасных сечениях (в местах крепления подземного участка к опорам) рассчитано

исходя из нагрузок от внутреннего рабочего давления и сил, действующих на отклонившийся от проектного положения участок при различных вариантах оттаивания траншеи (всплытие, провисание). С целью наглядности для сравнения уровней напряжений (за предел прочности принят удвоенный запас по прочности, что соответствует участкам магистральных трубопроводов для первой и высшей категорий) значения продольных напряжений приведены по модулю (Рисунки 4-6).

Как показали результаты, максимально допустимый шаг между опорами для теплоизолированного участка равен 110 м. При теплоизоляции трубопровода допустимая величина пролета снижается до 100 м – при толщине покрытия 125 мм, и до 90 м – при теплоизоляции 250 мм. При добавлении в модель температурного перепада для наиболее суровых зимних условий монтажа (температура потока при эксплуатации 5 °С, температура замыкания последнего сварного шва -55 °С) требуемое количество подземных опор увеличивается, а допустимый пролет для всех рассматриваемых случаев не превышает 40-50 м (Рисунок 4а). При ограничении температуры монтажа до -25 °С допускается сокращение количества потребных опор на 25-30 %, что позволяет также увеличить безопасную длину пролета при оттаивании траншеи до 60-80 м (Рисунок 4б).

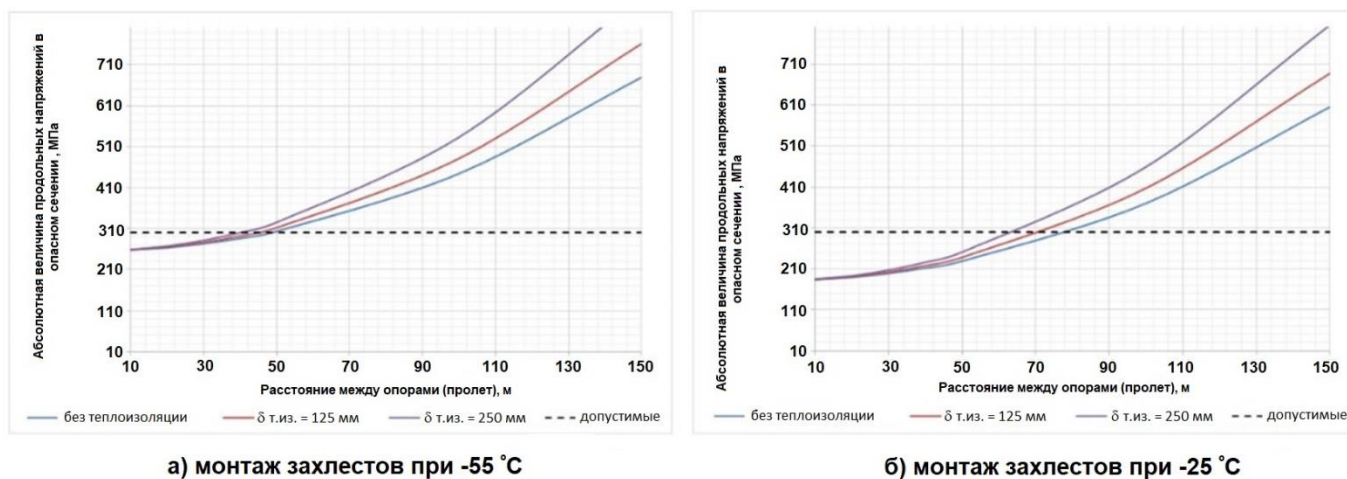
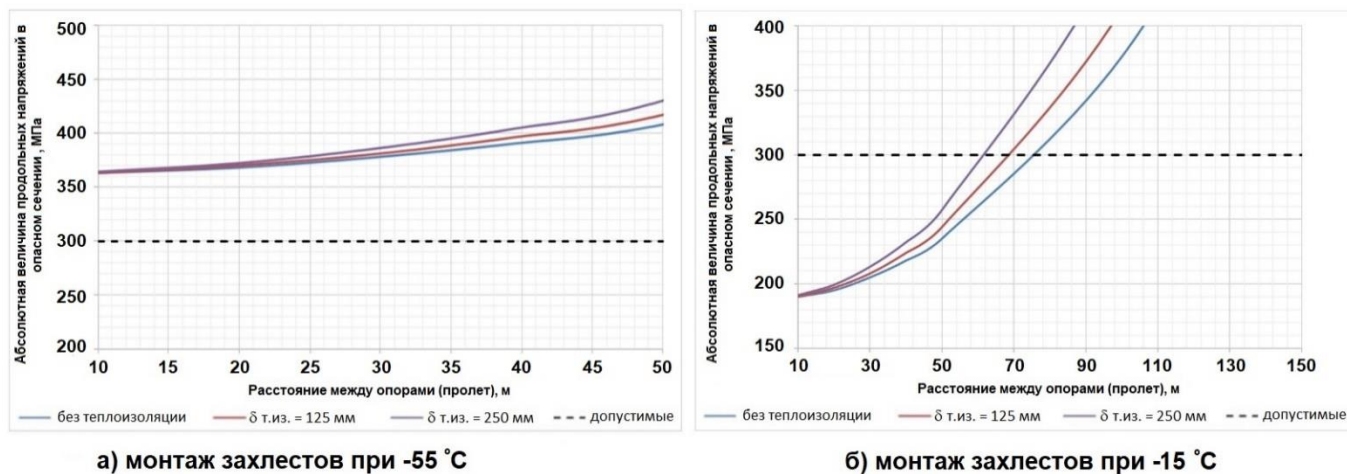


Рисунок 4 – Зависимость напряженности в опасном сечении трубопровода от шага расстановки опор (величины пролета) и толщины теплоизоляции

При укладке проектным упругим изгибом (не менее 1000 DN) возможны два варианта. В первом случае, представленном на Рисунке 5а, даже при большей кривизне, при изгибе трассы в направлении стрелы пролета (для обоих случаев – всплытие и провисание), трубопровод испытывает запредельные нагрузки, значительно превышающие условия прочности. Таким образом на предпроектной стадии из-за невозможности точного прогнозирования характера оттаивания

траншей в многолетнемерзлых грунтах (образование талых озер или термокарстовых форм), прокладка подземных участков упругим изгибом может привести к недопустимым деформациям. В данном случае, так же, как и в выше рассмотренных примерах, ограничение температурного перепада (монтаж захлестов не ниже температуры $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$) позволяет обеспечить выполнение условий прочности при максимальной величине пролета между опорами до 60-70 м (Рисунок 5б).



а) монтаж захлестов при $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$

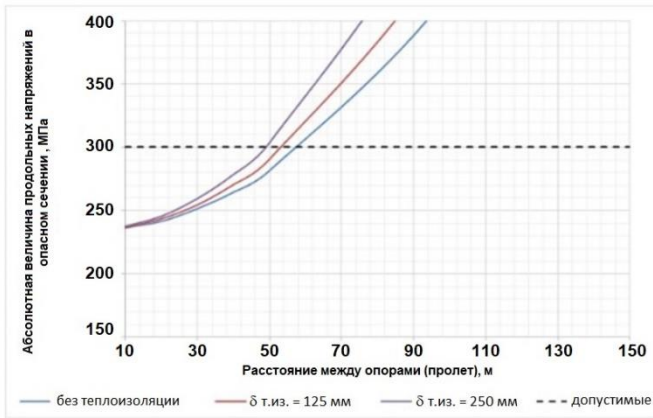
б) монтаж захлестов при $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$

Рисунок 5 – Зависимость напряженности в опасном сечении трубопровода от шага расстановки опор (величины пролета) и толщины теплоизоляции при укладке упругим изгибом $R=1000\text{DN}$ в направлении стрелы пролета

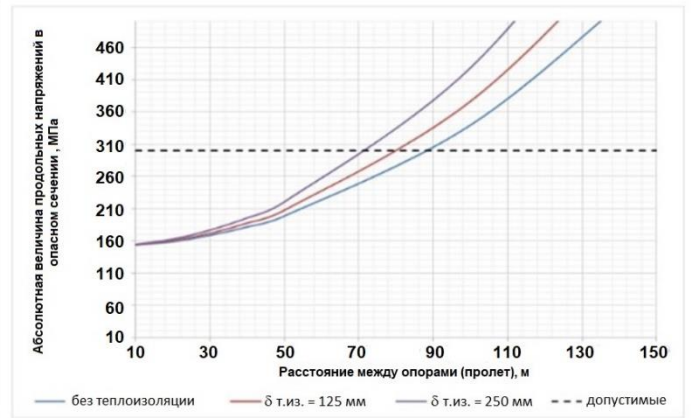
Ограничение минимальной температуры монтажа (до $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$) и увеличении радиуса упругого изгиба вдвое (до 2400 м) позволяет обеспечить условие прочности, но с уменьшением пролета. При этом шаг между опорами составит примерно 50 м (Рисунок 6а).

Куда больший эффект, как показали расчеты модели, может дать укладка подземного участка упругим изгибом в направлении, обратном направлению стрелы прогнозируемого пролета. Так, в случаях, когда нам по опыту эксплуатации уже достоверно известно, какой вариант развития процессов следует ожидать при оттаивании многолетнемерзлых и сезонно-талых пород траншеи, даже при максимальном температурном перепаде (без ограничения температуры монтажа), нормативный радиус упругого изгиба (1000 DN) позволяет увеличить пролет между опорами до 70-90 м, что позволяет вдвое снизить количество опор (Рисунок 6б).

Как можно видеть из графика на Рисунке 6б, при направлении упругого изгиба оси обратном прогнозируемой стреле пролета для отклонившегося от проектного положения участка возможно даже снижение радиуса до значений, менее нормативных (1000 DN).



а) монтаж захлестов при $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 $R=2000\text{DN}$ в направлении стрелы пролета



б) монтаж захлестов при $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 $R=1000\text{DN}$ в направлении, обратном стреле пролета

Рисунок 6 – Зависимость напряженности в опасном сечении трубопровода от шага расстановки опор (величины пролета) и толщины теплоизоляции при укладке упругим изгибом различным радиусом и направлением

Стоит еще раз отметить, что во всех рассмотренных случаях, наличие теплоизоляции подземного трубопровода только ухудшает его напряженно-деформированное состояние.

Определено оптимальное расстояние между опорами подземного газопровода в оттаявшем грунте в зависимости от толщины тепловой изоляции. Результаты для трубопроводов различного диаметра и разной толщины теплоизоляции представлены в Таблице 1.

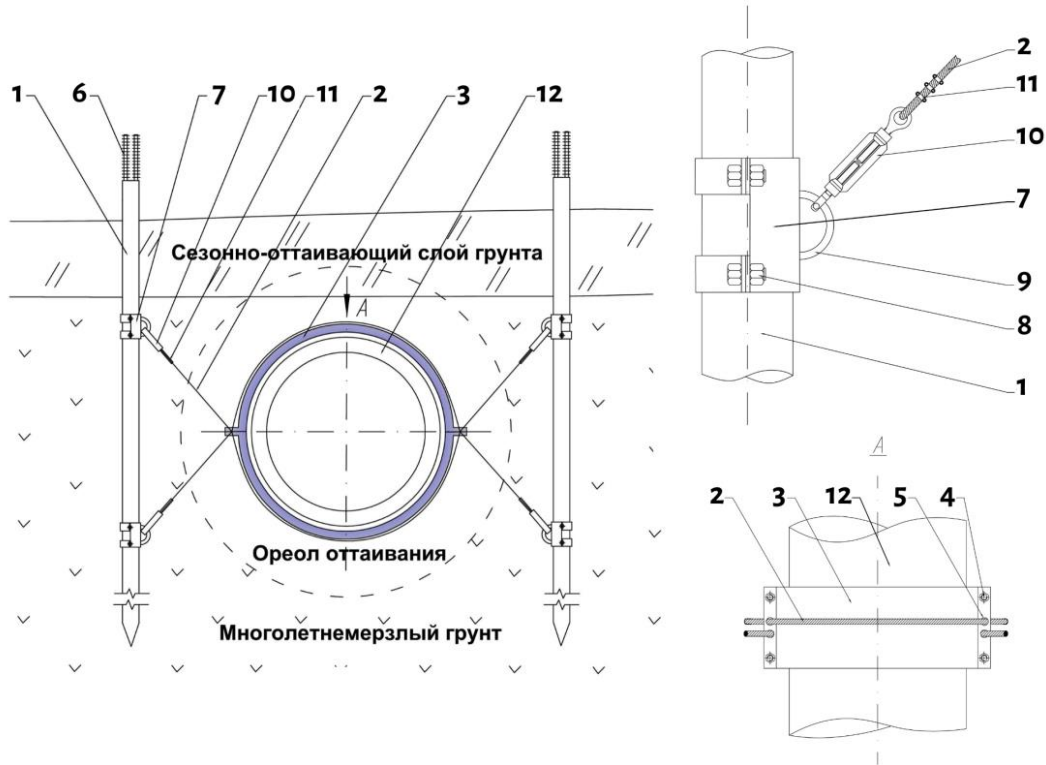
Таблица 1 – Оптимальное расстояние между опорами подземного газопровода в оттаявшем грунте, м

Толщина теплоизоляции	Диаметр трубопровода					
	630 мм	720 мм	820 мм	1020 мм	1220 мм	1440 мм
Без теплоизоляции	62,8	70,6	79,7	96,7	108,7	119,7
Теплоизоляция 125 мм	58,1	64,5	72,1	86,2	100,7	109,8
Теплоизоляция 250 мм	56,9	63,2	70,5	84,2	93,1	108,0

В третьей главе диссертации представлено расчетно-экспериментальное обоснование прочности и надежности разработанной опорной конструкции для подземного закрепления участков трубопровода в зонах распространения основной и прерывистой мерзлоты. Так, анализ полученных во второй главе результатов моделирования НДС подтверждает, что даже в случаях оттаивания грунтов можно обеспечить безопасное надежное закрепление трубопровода в подземном исполнении, не прибегая к дорогостоящей наземной прокладке на участках мерзлоты, имеющей прерывистый или сезонно-талый характер. При этом особое внимание должно

уделяться методу закрепления и конструкции подземных опор, которые делятся на опоры и подвески. Первые – шарнирные, используются только для наземной прокладки, так как из-за своей сложной конструкции не способны работать в грунте, тем более – в мерзлом, вторые – подвески, компенсируют только просадки грунта и не работают при выталкивающих нагрузках бугров пучения и обводненных траншей.

Для точечного закрепления подземных участков в зонах распространения островной мерзлоты предложена новая конструкция свайного основания (Рисунок 7).



- 1 - буронабивные сваи; 2 - стальные тросы; 3 - хомут; 4 - шпильки; 5 - петли;
 6 - термостабилизаторы; 7 - закладной элемент; 8 - болтовое соединение;
 9 - проушина; 10 - талреп; 11 - зажим; 12 - трубопровод

Рисунок 7 – Конструкция свайного основания для подземного закрепления

Получены патенты на полезную модель и изобретение. Сваи забиваются в мерзлые грунты, на удалении от прогнозируемого ареала оттаивания, в случае интенсивного теплопритока к сваям, также возможна подача охлаждающего агента для термостабилизации грунта основания свай. Труба крепится с помощью хомутов на гибкие тяги – тросы, с предварительно отрегулированной величиной натяжки. Конструкция позволяет компенсировать как просадки грунта, так и всплытие трубопровода в обводненной траншее.

Для предложенной конструкции подземной свайной опоры были рассчитаны требуемые геометрические размеры несущего элемента (Рисунок 8).

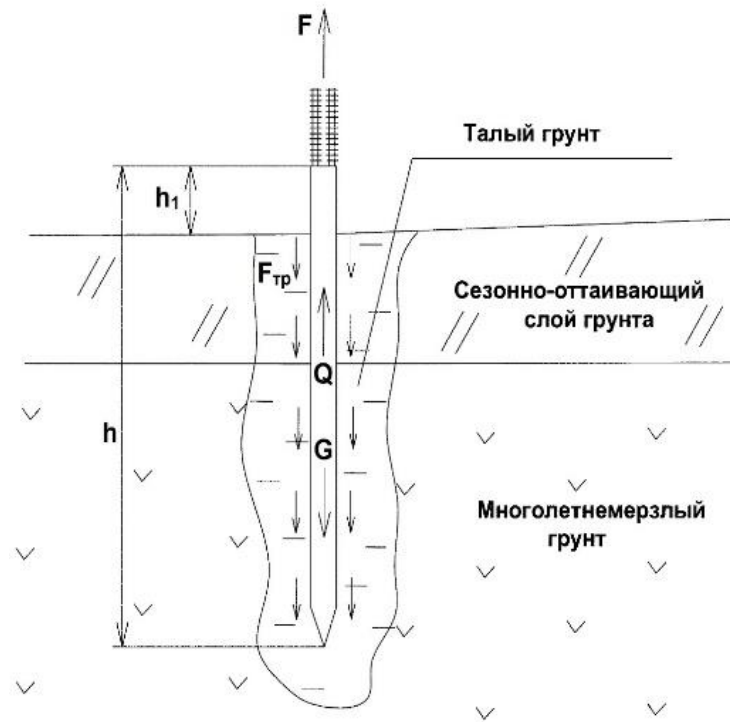


Рисунок 8 – Расчетная схема определения параметров свай для закрепления подземного трубопровода в районах распространения островной мерзлоты

При этом длина сваи является определяющей для ее несущей способности (Рисунок 9). В расчетах принято допущение, что грунт полностью растеплен, а удерживающая способность минимальна. Анкер имеет 4 точки крепления.

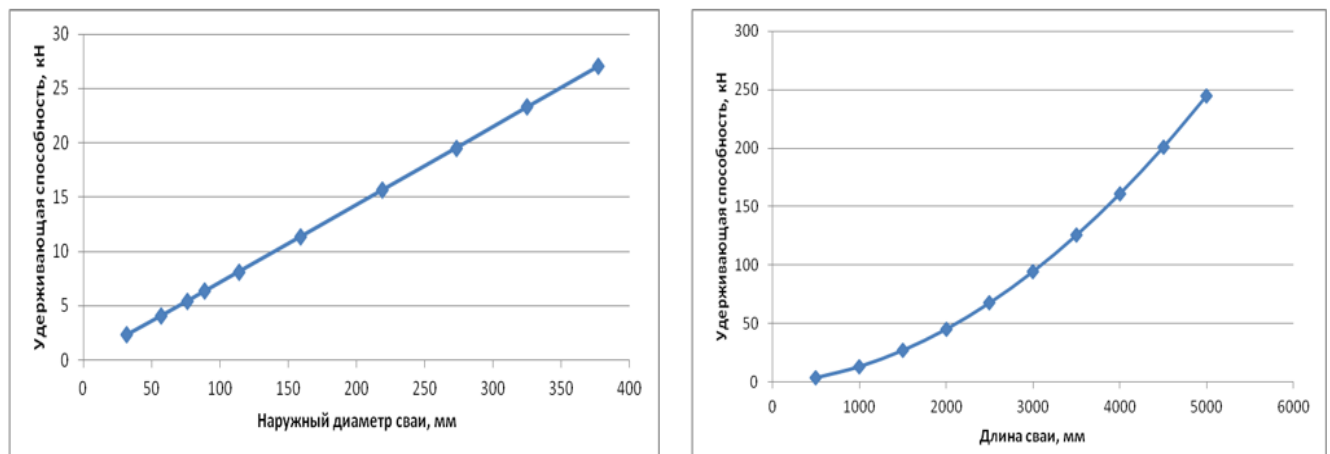


Рисунок 9 – Определение удерживающей способности свай в зависимости от геометрических размеров (наружного диаметра и длины свай)

В четвертой главе диссертации для рассчитанных суммарных нагрузок, действующих в опасном сечении на опору подземного нетеплоизолированного участка газопровода (расчетная схема приведена на Рисунке 10), отклонившегося от проектного положения, определены максимальные продольные напряжения в трубе (Рисунок 11) и возникающие в хомуте эквивалентные напряжения (Рисунок 12).

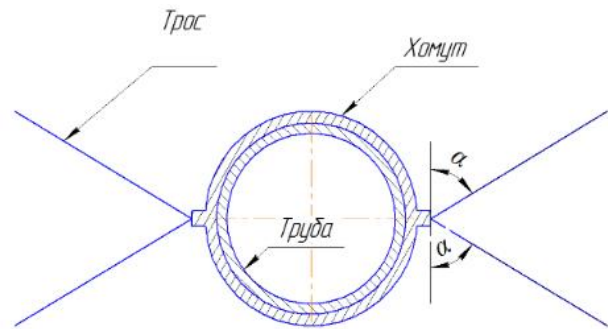
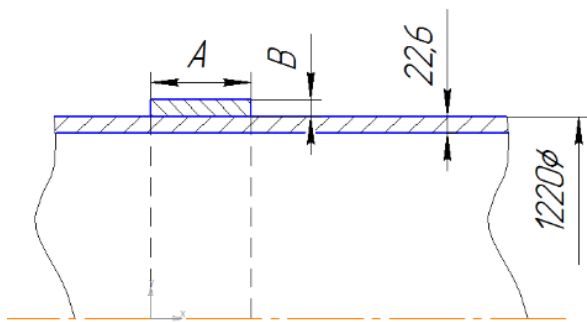


Рисунок 10 – Схема крепления хомута к трубе и растяжкам подземной опоры

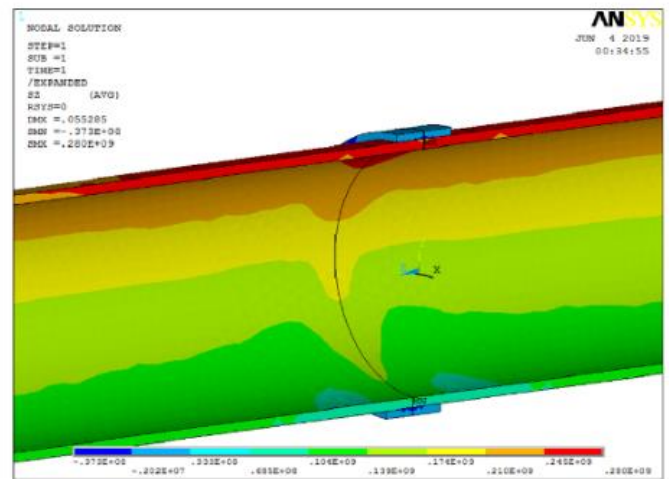
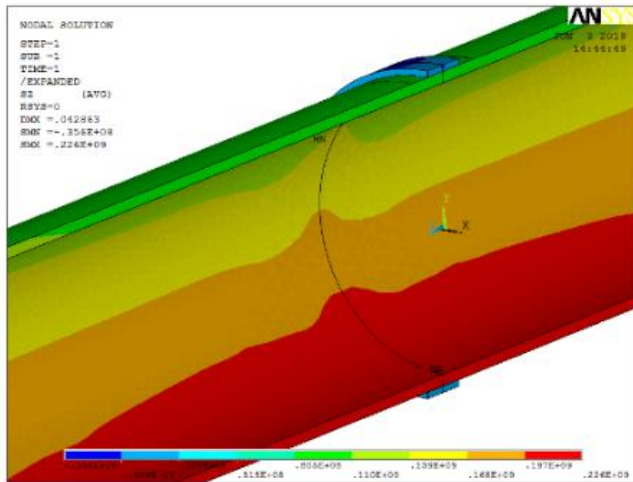


Рисунок 11 – Распределение продольных напряжений в опасном сечении трубы (слева – всплытие трубы, справа – провисание трубы на опорах)

В Таблице 2 представлены результаты расчета требуемых геометрических размеров стального хомута согласно расчетной схеме (Рисунок 10).

В Таблице 3 приведены результаты расчета минимального диаметра троса в зависимости от маркировочной группы при отклонении газопровода в вертикальной плоскости от его проектного положения.

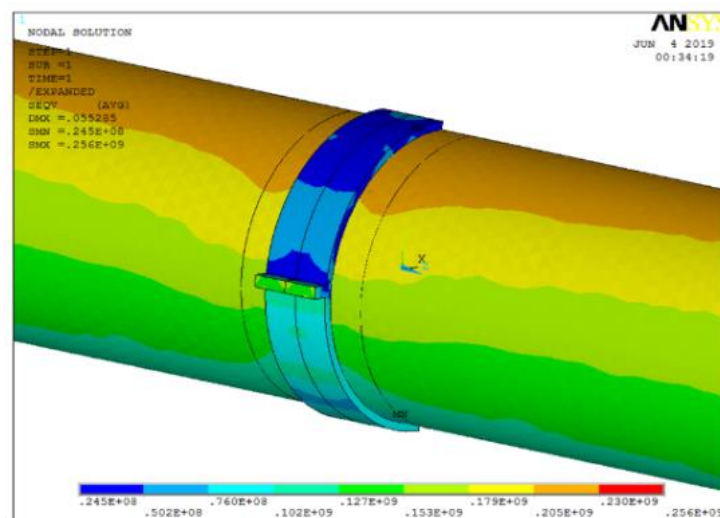


Рисунок 12 – Распределение эквивалентных напряжений в хомуте при наиболее опасном случае непроектного нагружения (провисание трубы на опорах)

Таблица 2 – Результаты расчета требуемых размеров и сечения хомута опоры

A, м	B, м	S, м ²	F, кН	σ_{\max} , МПа	$[\sigma]$, МПа
0,1	0,015	0,0015	184	1730	300
0,2	0,015	0,0015	184	651	300
0,3	0,015	0,0045	184	301	300
0,4	0,015	0,0075	184	199	300
0,5	0,015	0,0075	184	182	300
0,1	0,025	0,0025	184	480	300
0,2	0,025	0,0075	184	210	300
0,3	0,025	0,0075	184	120	300
0,4	0,025	0,0075	184	111	300
0,5	0,025	0,0125	184	109	300
0,1	0,035	0,0035	184	225	300
0,2	0,035	0,0035	184	125	300
0,3	0,035	0,0105	184	85,2	300
0,4	0,035	0,0035	184	745	300
0,5	0,035	0,0175	184	69,8	300

Таблица 3 – Результаты подбора минимального диаметра троса растяжек

α , градусы	F, кН	Диаметр троса растяжек опоры, мм в зависимости от его маркировочной группы в МПа			
		1600	1700	1800	2000
0	183700	17,1	16,6	16,1	15,3
15	190173	17,4	17,4	16,9	16,4
30	212086	18,4	18,4	17,8	17,3
45	259688	20,3	20,3	19,7	19,2
60	367063	24,2	24,2	23,5	22,8

При доработке предложенной конструкции опоры путем установки еще двух дополнительных свай аналогичных геометрических размеров, по одной с каждой стороны, тяговые усилия на тросы будут снижены вдвое, также обеспечится и удвоенный запас несущей способности, что позволит исключить возникновение недопустимых перемещений даже при срыве или растеплении одной из свай.

Для проверки работоспособности конструкции опоры и результатов расчета разработанной математической модели была создана экспериментальная стендовая установка, моделирующая подземный участок газопровода в условиях непроектных знакопеременных нагрузок, с помощью которой проведена успешная апробация предлагаемых методов расчета и технических решений (Рисунок 13). Установка включает в себя трубу диаметром 35x1,5 мм из стали 08X18Н10 длиной 2 метра.

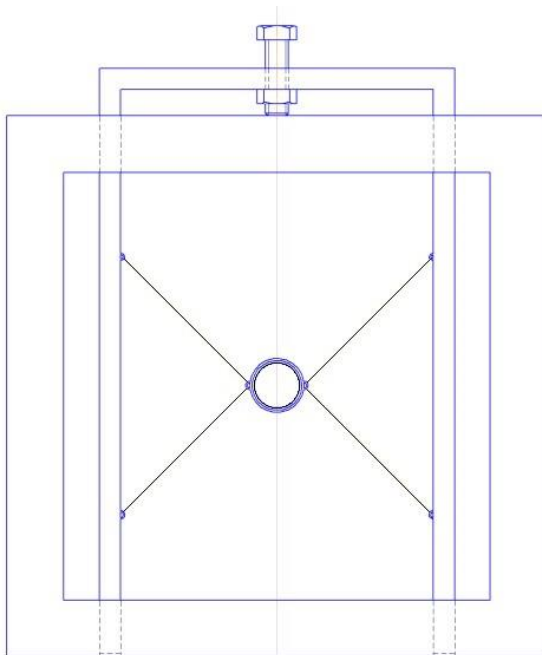


Рисунок 13 – Расчетная схема и общий вид экспериментальной конструкции

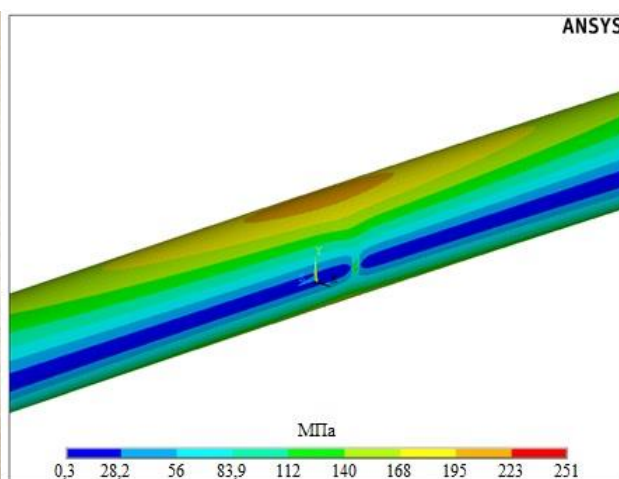


Рисунок 14 – Сопоставление результатов моделирования и опытных замеров

В процессе проведения эксперимента, моделируя всплытие трубопровода в обводненной траншее, рамка с прототипом свайных опор перемещалась вверх относительно основной рамы. Усилие, необходимое для изгиба оси трубы, фиксировалось по контрольным показаниям с тензодатчиков (Рисунок 14).

Относительная погрешность результатов прямых аналитических расчетов, численного моделирования и экспериментальных исследований сопоставима с погрешностью средств измерений.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Анализ нормативной документации и практического опыта реализации проектов по строительству трубопроводов в сложных климатогеографических и инженерно-геологических условиях показал необходимость разработки четких критериев выбора оптимальных параметров укладки и новых методов надежного закрепления трассы в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты, характеризующихся неопределённостью и рисками возникновения непроектных знакопеременных нагрузок при различных вариантах оттаивания траншеи.

2. Результаты численного моделирования напряженно-деформированного состояния подземного участка газопровода при различных сочетаниях проектных и непроектных нагрузок в случаях различного протекания геокриологических процессов показали, что при невозможности полного исключения рисков потери устойчивости из-за оттаивания грунта наличие теплоизоляции труб приводит к резкому повышению напряжений в опасных сечениях (до 20-30 %), в связи с чем наиболее эффективным решением является подземное точечное закрепление.

3. Установлена возможность сокращения количества опор для закрепления подземного газопровода в обводненной траншее (до 1,8-2 раз) за счет укладки трассы упругим изгибом оси в направлении, обратном стреле пролета, при этом совпадение направлений стрелы пролета газопровода и упругого изгиба его оси даже в пределах нормативных значений является нежелательным, так как ведет к резкому возрастанию напряжений и значительному увеличению количества опор.

4. Разработана конструкция универсальной свайной опоры для подземного закрепления участков, которая позволяет отказаться от перехода на надземный способ прокладки и теплоизоляции труб на непротяжённых участках трассы, характеризующихся островным и прерывистым характером мерзлоты с сезонными линзами льда и образующимися буграми пучения, работоспособность которой экспериментально подтверждена по результатам ее успешной апробации в ходе численных и стендовых испытаний конструкции.

Основные положения диссертации и наиболее значимые результаты исследований отражены в следующих научных статьях, опубликованных в ведущих научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ и индексируемых Web of Science и Scopus:

1. Шамилов, Х.Ш. Об обеспечении устойчивости подземных магистральных трубопроводов на талых участках многолетнемерзлых грунтов / Х.Ш. Шамилов, Д.А. Гулин, Р.Р. Хасанов, С.М. Султанмагомедов // Научный журнал «Нефтегазовое дело», том 13. – 2015. – №2. – С. 111–118 (ВАК).

2. Шамилов, Х.Ш. Особенности проектирования трубопроводов в зонах распространения островной мерзлоты / Х.Ш. Шамилов, Д.П. Десяткин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 3. – С. 24–29 (ВАК).

3. Shamilov, Kh.Sh. Underground Fastening of the Trunk Pipelines in Areas of Intermittent and Insular Permafrost / Kh.Sh. Shamilov, A.K. Gumerov, S.M. Sultanmagomedov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020, vol. 459, P. 032026 (Scopus).

4. Askarov, R.M. Analysis of Longitudinal Stresses in Main Pipelines with a Long Operating Life / R.M. Askarov, A.K. Gumerov, Kh.Sh. Shamilov // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2020, vol. 459, P. 042047 (Scopus).

5. Гумеров, А.К. Определение и прогнозирование напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом грунтовых изменений в процессе эксплуатации / А.К. Гумеров, Р.М. Каримов, Р.М. Аскарлов, Х. Ш. Шамилов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – №10(4). – С. 372–378 (ВАК, Web of Science).

6. Шамилов, Х.Ш. Оптимизация проектных решений при прокладке магистральных трубопроводов в условиях островной и прерывистой мерзлоты / Х.Ш. Шамилов, Р.М. Каримов, А.К. Гумеров, А.Р. Валеев, Р.Р. Ташбулатов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – Т. 11. – № 2. – С. 136–144 (ВАК, Scopus, Web of Science).

7. Шамилов, Х. Ш. Разработка конструкции опоры для подземного крепления трубопровода в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты / Х. Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, Султанмагомедов Т.С. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 1. – С. 31–40 (ВАК, Scopus, Web of Science).

8. Shamilov, Kh. Sh. Device for providing design position of underground main pipelines in permafrost soil / Kh. Sh. Shamilov, S. M. Sultanmagomedov // Oil and geocology: abstracts of I International School-seminar of Young Scientists and Students. – Baku: OGI, ANAS, 2018. – P. 131–134.

По результатам исследований получены патенты на следующие РИД:

9. Патент на полезную модель №168768 Российская Федерация, МПК E02D 5/80. Вакуумное анкерное устройство / Гулин Д.А., Султанмагомедов С.М., Хасанов Р.Р., Шамилов Х.Ш., Гайлунов О.И., Салихов Б.И.; Заявл. 24.10.2016; опубл. 17.02.2017, Бюл. №5.

10. Патент на полезную модель №173696 Российская Федерация, МПК F16L 3/14. Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах / Шамилов Х.Ш., Султанмагомедов С.М., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов Т.М., Гулин Д.А. Заявл. 01.12.2016; опубл. 06.09.2017, Бюл. № 25.

11. Патент на изобретение №2643914 Российская Федерация, МПК F16L 1/06. Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов / Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, Р.Р. Хасанов, Т.С. Султанмагомедов, Д.А. Гулин. Заявл. 01.12.2016; опубл. 06.02.2018. Бюл. № 4.