

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)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, доцент
Султанмагомедов
Султанмагомед Магомедтагирович

Уфа – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ОБЗОР ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ.....	11
1.1 Анализ нормативно-технического обеспечения и практического опыта	11
1.2 Зоны распространения и разновидности мерзлых грунтов	13
1.3 Опасности, возникающие при прокладке трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов	18
1.4 Особенности проектирования и строительства магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов	20
1.5 Опыт реализации проектов трубопроводов для транспорта нефти и газа в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов	23
1.6 Инженерно-технические решения по закреплению линейной части магистральных трубопроводов в мерзлых грунтах	30
Выводы по главе.....	35
2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОТТАИВАНИЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ И ОБВОДНЕНИЯ ТРАНШЕИ	36
2.1 Определение мест расположения опасных сечений подземного газопровода, закрепленного с помощью свайных опор.....	36
2.2 Оптимизация шага и количества опор трубопровода при отсутствии дополнительных нагрузок с использованием метода конечных элементов	43
2.3 Анализ температурного влияния на расположение анкерных устройств трубопровода	47
2.4 Анализ влияния упругого изгиба трубопровода на расположение анкерных устройств.....	50
2.5 Результаты определения оптимальных параметров укладки в зависимости от диаметра и толщины теплоизоляции трубопровода.....	54

Выводы по главе.....	58
3 РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНОЙ ОПОРЫ ДЛЯ ТОЧЕЧНОГО ЗАКРЕПЛЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА ПРИ ПРОКЛАДКЕ НА УЧАСТКАХ ТРАССЫ С ОСТРОВНОЙ И ПРЕРЫВИСТОЙ МЕРЗЛОТОЙ	59
3.1 Анализ существующих инженерно-технических средств обеспечения устойчивости подземного участка газопровода в слабонесущих грунтах.....	59
3.2 Разработка конструкции подземной опоры для закрепления участков газопровода в районах островного распространения мерзлоты	78
3.3 Определение размеров и удерживающей способности устройства для обеспечения проектного положения трубопровода в мерзлых грунтах	85
Выводы по главе.....	91
4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНОЙ ОПОРЫ	92
4.1 Расчет нагрузок и геометрических размеров конструкции опоры	92
4.2 Экспериментальная апробация устройства для обеспечения проектного положения трубопровода в многолетнемерзлых грунтах.....	96
Выводы по главе.....	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	103
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	121

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. 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 исследованиях 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 надземного 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. Кушнира, 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 рисковом 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 **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 непроектных 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 непроектных 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.

1 ОБЗОР ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ ВОПРОСА СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

1.1 Анализ нормативно-технического обеспечения и практического опыта

Прокладка магистральных нефте- и газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях представляет серьезный вызов не только в плане организации их строительства, но и при выборе проектных решений, от которых будут зависеть надежность и безопасность конструкций, а также стоимостные показатели реализации проекта. Определение необходимого и достаточного баланса между данными взаимозависимыми и обратными показателями, обеспечивающего минимальные риски, стоимость и сроки строительства – основная задача проектировщика, часто осложненная не столько самими условиями, сколько отсутствием данных многолетнего геомониторинга и геокриологических исследований участка трассы.

На сегодняшний день, несмотря на многолетний зарубежный опыт (Трансаляскинский нефтепровод в США, проложенный по надземной схеме на опорах) и уже достаточное количество современных российских проектов (подземный нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий Океан» и надземный нефтепровод на свайных опорах «Заполярье – Пурпе» ПАО «Транснефть», надземный нефтепровод «Ванкор – Пурпе» ПАО «Роснефть», проложенный на опорах, подземный газопровод «Сила Сибири» ПАО «Газпром»), имеющаяся отечественная нормативная база не содержит исчерпывающего перечня сведений и рекомендаций, достаточных для принятия требуемых организационных и инженерно-технических решений на предпроектной стадии при выборе оптимальной траектории оси трассы и наиболее эффективного метода прокладки трубопровода для разработки программы комплексных инженерных изысканий и технико-экономического обоснования проекта. В связи с высокой стоимостью и продолжительностью последних, равно как и невозможностью точного прогноза

всех возможных рисков, представляется весьма целесообразным предусмотреть при проектировании максимально неблагоприятные условия эксплуатации, учитывающие различные варианты развития аварийных сценариев.

В связи с высокими рисками потери устойчивости трубопровода в условиях многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов, носящих как сплошной, так и прерывистый характер (островная мерзлота, ледяные линзы и бугры пучения), особо актуальной задачей является обоснование и оптимизация применяемых методов прокладки (надземный на опорах или подземный, необходимость теплоизоляции и закрепления в грунтах) с целью обеспечения требуемого уровня надежности и безопасности при минимальных затратах на строительство и последующую эксплуатацию.

Первый опыт прокладки магистрального трубопровода в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов относится к Трансаляскинскому нефтепроводу (США). Первый отечественный опыт – нефтепровод «Ванкор – Пурпе» (Роснефть), также проложенный на подвижных сейсмостойких опорах со свайными основаниями. Последние реализованные в России проекты – нефтепроводы «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (в подземном исполнении) и «Заполярье – Пурпе» (Транснефть). Реализуемый в настоящее время проект – газопровод «Сила Сибири» (Газпром).

Проектирование участков магистральных трубопроводов в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов осуществляется с учетом нормативных требований и отдельных рекомендаций 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, ОНТП 51-1-85, ГОСТ 25100-95, СТО Газпром 2-2.1-249-2008, РД-24.040.00-КТН-062-14 и др.

Вопросам теплового и механического взаимодействия подземных трубопроводов с окружающей средой (грунтом) посвящены экспериментальные и теоретические научные 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. Кушнира, С.М. Соколова, В.О. Орлова, П.И. Тугунова, Ф.К. Хабибуллина, В.А. Чичелова, А.М. Шаммазова, В.М. Шарыгина, а также других отечественных и зарубежных ученых.

Проблема обеспечения проектного положения подземных магистральных газопроводов в районах распространения островной мерзлоты остается актуальной и активно обсуждаемой [10, 19, 48, 50, 51, 53, 77, 119, 131].

1.2 Зоны распространения и разновидности мерзлых грунтов

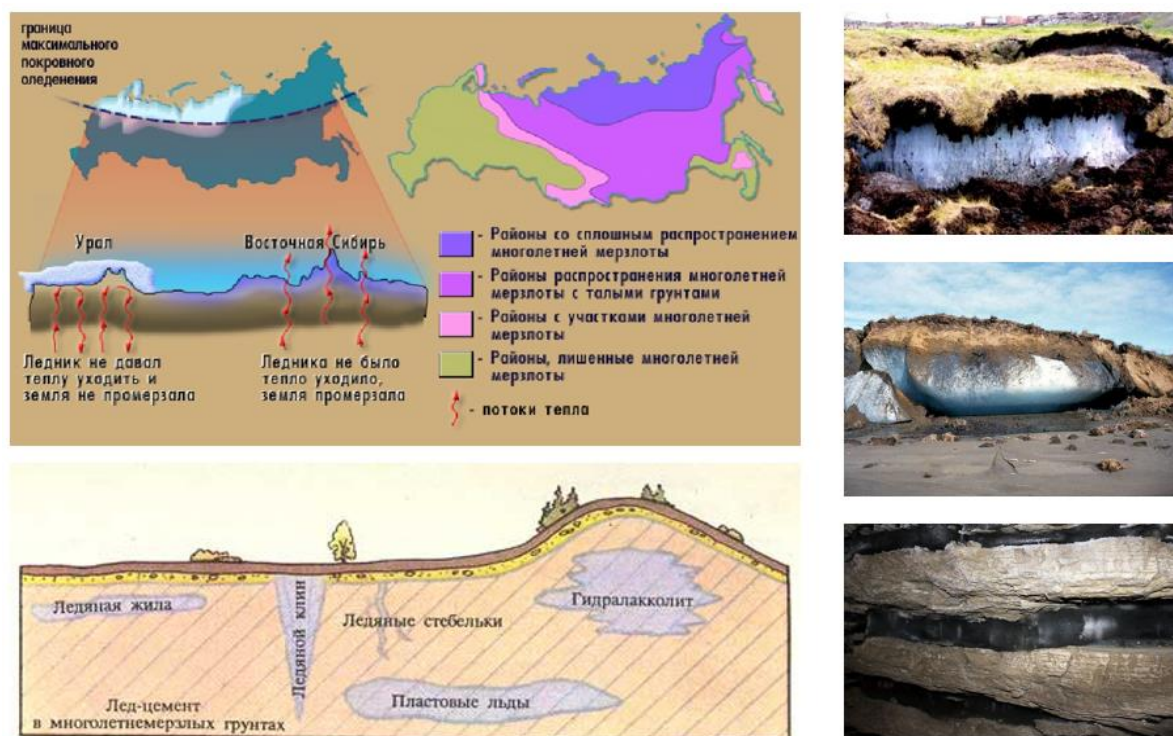
Зоны многолетней мерзлоты занимают не менее 60% общей территории Российской Федерации, что составляет порядка 10 млн. км². Общая площадь территории Земли с многолетнемерзлыми грунтами (сплошного, прерывистого и островного распространения) – 35 млн. км², что составляет около 23% участков суши [14]. В зависимости от компонентного состава различные мерзлые породы могут иметь отличное друг от друга многофазное строение и обычно имеют как высокую механическую прочность, так и большую несущую способность при отрицательных температурах, а при достижении положительных, и даже нулевых температур – начинают оттаивать, в результате чего могут полностью потерять свою несущую способность. В зависимости от состава и структуры, различным мерзлым грунтам при оттаивании присущи разные уровни осадок [23, 29, 30].

Мерзлыми (многолетнемерзлыми или вечномерзлыми) являются грунты с отрицательной температурой, состоящие из частиц льда, связывающего в объеме минеральные частицы самой породы или заполняющего имеющиеся в залежи трещины, пустоты и мельчайшие поры. В условиях низких температур при отсутствии частиц льда из-за низкой влажности пород, недостаточной для полного промерзания, образуются грунты, называемые морозными [30, 55].

Температурные колебания на поверхности грунтов в различные периоды (сезоны года) оказывают влияние на тепловое состояние «приповерхностных» наружных слоев мерзлого грунта. Периоды сезонного промерзания (в районах, с

отсутствием многолетнемерзлых грунтов) или кратковременного оттаивания (для многолетнемерзлых грунтов) зависят от уровней среднегодовой температуры. Фактическая глубина слоя при сезонном промерзании или сезонном оттаивании варьируется от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров [56, 57].

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 России, однако зоны распространения островной или прерывистой мерзлоты могут встречаться и в других районах. Различают несколько разновидностей мерзлоты в зависимости от степени и характера промерзания пород (Рисунок 1.1).



Справа (Рисунок 1.1) представлены основные виды – поверхностное сплошное промерзание подпочвенных слоев, массивные толщи мерзлых пород от

нескольких до десятков метров, а также горизонтально расположенные прослойки льда. Последний выполняет роль цементирующей среды и так же, как тип грунта, определяет несущую способность мерзлых пород. Таким образом, мерзлые грунты по их состоянию делятся на твердомерзлые, пластичномерзлые и сыпучемерзлые. К первым – твердомерзлым, относятся мерзлые грунты, характеризующиеся относительно хрупким разрушением и практической несжимаемостью под нагрузкой. Под действием нагрузок от сооружений такие грунты практически не сжимаются (модуль деформации более 100 МПа), так как они полностью сцементированы толщей льда: обычно представлены крупнообломочными породами с влажностью более 0,03, а также песчаные и глинистые, если их температура ниже значений, при которых грунт переходит из пластичного в твердомерзлое состояние (0 - 1,5 °С). Вторые – пластичномерзлые, это грунты, сцементированные льдом, но имеющие вязкие свойства и характеризующиеся сжимаемостью под нагрузкой менее 100 МПа): они образуются из песчаных и пылевато-глинистых пород при определенных температурных условиях. Сыпучемерзлые – это чаще всего крупнообломочные, гравелистые, а также песчаные грунты, имеющие отрицательную температуру, но не сцементированные льдом вследствие малой их влажности. Их свойства практически не изменяются под влиянием температуры и близки к свойствам тех же грунтов в немерзлом состоянии.

Сплошные ледяные линзы в грунтах на непрогнозируемых участках распространения островной мерзлоты при подземной прокладке трубопроводов могут представлять большую опасность для их прочности и устойчивости. Как видно на Рисунке 1.1 (внизу слева), возможны различные по протяженности и ориентации варианты залегания ледяных линз. Способность их менять размеры и свое положение под действием источника внешнего тепла (например, трубопровода) в сочетании с температурными колебаниями в зонах с резко континентальным климатом сильно усложняет задачу закрепления участков

трассы, проложенных преимущественно в подземном исполнении, часто без каких-либо проектных балластирующих устройств.

В частности, протаивание сплошных линз, приводящие 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 (Рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Зоны распространения и разновидности мерзлых грунтов

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 отличие от предшествующего случая, трубопровод, наоборот – сначала будет испытывать выталкивающую нагрузку образующегося бугра пучения, а после чего под

действием собственного и внешнего тепла последует протаивание ледяной линзы с образованием либо термокарста, либо же 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, при наличии, только усилит непроектные нагрузки, как при всплытии, так и при провисании трубопровода (Рисунок 1.3).

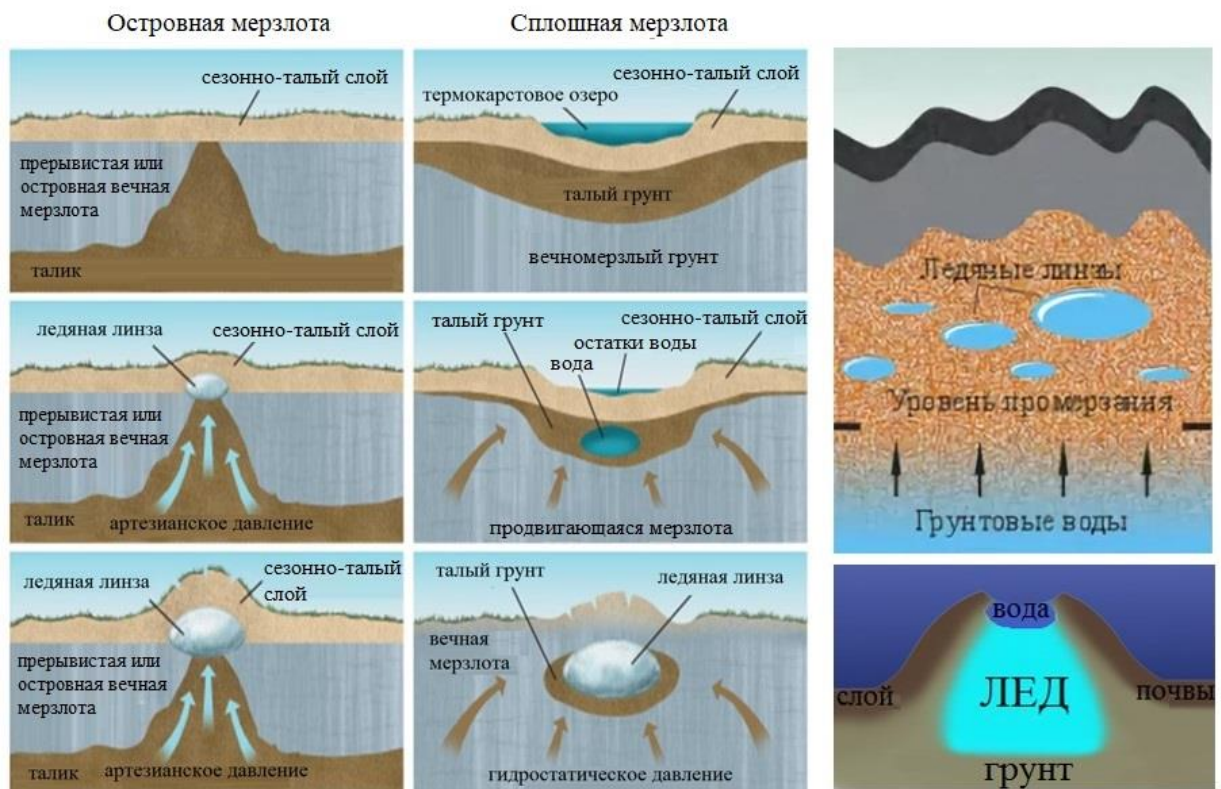


Рисунок 1.3 – Механизмы образование бугров пучения от ледяных линз в сезонно-талых и мерзлых грунтах

Указанные сложности прогнозирования геологических процессов не позволяют учесть все возможные нагрузки подземного трубопровода на стадии проектирования, а в условиях отсутствия данных по многолетнему геокриологическому мониторингу аналогичных объектов в близких к месту предполагаемого строительства районах, реализация проектов связана как с экономическими, так и экологическими и техногенными рисками. Одним из

возможных решений может быть применение универсальных подземных опор, способных компенсировать знакопеременные непроектные нагрузки от различных перемещений участков при всплытии и провисании в сезонно-талых грунтах при образовании бугров пучения и оттаивании пород. Расчет параметров подобных подземных опорных конструкций требует разработки многофакторных моделей для прогнозирования условий потери прочности и устойчивости участков трубопроводов в зависимости от принятых проектных решений и требуемого уровня надежности.

1.3 Опасности, возникающие при прокладке трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Проектирование, сооружение и эксплуатация магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов связаны со сложностями климатогеографической и инженерно-геокриологической характеристики района строительства, допустимой степенью безопасного техногенного вмешательства в окружающую среду и природно-климатическими условиями. Указанные сложности строительства связаны как с термическим влиянием самого трубопровода на механические свойства мерзлых грунтов, так и с вероятностью возникновения и скоротечного развития опасных геологических процессов и явлений, вызванных изменением природного равновесия (просадка или пучение грунтов, обводнение, заболачивание, образование термокарста и таликов, солифлюкция).

Результатирующее влияние трубопровода, являющегося тепловым источником, на мерзлые грунты зависит от условий и принятых технических решений. В надземной прокладке трубопроводов особую опасность представляют снижение несущей способности свайных опор, деформации вследствие морозного пучения, последующее таяние грунтов из-за теплопередачи от свай и пр. [48, 50, 52, 53].

При подземной прокладке одним из главных факторов, определяющих риск снижения надежности магистральных трубопроводов, является нарушение устойчивого положения трубопроводов, проложенных в зоне многолетнемерзлых грунтов, в связи со значительным снижением несущей и балластирующей способности многолетнемерзлого грунта при тепловом воздействии, что может приводить к всплыванию или просадке участков трубопровода. Происходит оттаивание окружающих магистральный трубопровод многолетнемерзлых грунтов с формированием ореолов оттаивания, обводнением и активным развитием эрозионных и суффозионных процессов. Кроме того, в областях распространения многолетнемерзлых пород широкое распространение имеют так называемые талики и талые зоны, представляющие собой большую угрозу для надежности эксплуатации магистральных трубопроводов [13, 21].

Оттаивание мерзлых льдистых пород вокруг подземного магистрального трубопровода сопровождается смещением его оси, а при его значительной величине – просадкой поверхности земли. В грунте обратной засыпки над трубой формируется маломощный слой сезонно-мерзлых пород, оттаивание которого уже заканчивается к началу таяния сезонно-мерзлых и сезонно-талых окружающих пород в районах, незатронутых строительством трубопровода, что приводит к тому, что снеговые воды разгружаются через талые породы в траншее. Значительное оттаивание маломощных мерзлых пород может вызвать повышение уровня грунтовых вод и подтопление траншеи. Удаление растительности в полосе строительства и повышение солнечной радиации приводит к неизбежному увеличению глубины сезонного оттаивания. Неравномерное оттаивание грунта вблизи трубопровода может привести к его перемещениям, а в его основании – к деформациям, которые зачастую могут иметь опасный характер. Проседание грунтов может происходить не только таянием включений льда, но и уплотнением оттаявшего грунта за счет воздействия давления собственного веса и внешней нагрузки [28, 52, 92].

Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов в районах пролегания многолетнемерзлых грунтов требуют особого подхода с учетом специфичных условий региона. Эти суровые условия диктуют необходимость применения самых современных технических и технологических решений. Проектированию в обязательном порядке предшествуют инженерно-геокриологические исследования многолетнемерзлых пород с повышенным требованием к детальности. Эти исследования позволяют определить природно-климатические условия района прокладки трубопровода с учетом температурно-криогенных изменений, характеризующих механические свойства грунтов в мерзлом, оттаявшем и промежуточных состояниях [1, 19, 48, 77, 83, 84]. Для снижения влияния вышеизложенных опасностей необходимо обратить внимание на следующее:

- магистральный трубопровод является инженерным сооружением большой протяженности и проходит через участки, отличающиеся инженерно-геокриологическими условиями;
- на трассе трубопровода могут протекать различные грунтово-мерзлотные процессы, которые могут негативно проявиться в виде термокарстов, бугров пучения, оттаивания пластовых льдов, наледей и пр.;
- может быть нарушен водно-тепловой баланс района строительства и естественная миграция вод.

1.4 Особенности проектирования и строительства магистральных трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

Магистральные трубопроводы сооружаются в трех исполнениях – подземном, наземном или надземном [21, 22, 43]. В соответствии с нормативно-техническими документами проектирования магистральных нефте- и газопроводов предпочтение следует отдавать подземным способам прокладки [87], которыми построено порядка 95% от всей протяженности магистральных

трубопроводов Российской Федерации. При строительстве любых сооружений, в том числе магистральных трубопроводов, необходимо руководствоваться двумя принципами использования многолетнемерзлых грунтов в качестве оснований: I принцип – сохранение многолетнемерзлого состояния грунта в основании сооружения в течение всего срока его строительства и эксплуатации; II принцип – оттаивание грунта при строительстве и эксплуатации сооружений, при выполнении условий по обеспечению сохранности проектного положения [42, 84, 87]. По данным имеющихся теплотехнических расчетов I принцип применим только для случаев наземной прокладки, а принцип II – при подземном исполнении [53]. Решение по выбору требуемого метода прокладки принимается на основе анализа данных по результатам геокриологических исследований, а также и других не менее важных факторов: степени распространенности многолетнемерзлых грунтов по трассе, физико-механических характеристик грунтов, климатических особенностей и пр. Для магистральных трубопроводов предпочтительнее использование I принципа, при этом участки трассы, характеризующиеся наличием активных мерзлотно-грунтовых процессов, стараются вовсе исключить. Строительство магистральных трубопроводов согласно II принципу при проведении расчетов на прочность и устойчивость обязательно требует учитывать влияние дополнительных нагрузок, например, от возможного изгиба участков из-за неравномерной осадки основания трассы при оттаивании мерзлых грунтов [23, 87].

Институтом АО «Гипроспецгаз» рекомендуется подразделять все участки проектируемых трубопроводов, размещаемых в многолетнемерзлых грунтах на – «холодные» ($t_{\text{ср. год}} < 0$), «теплые» ($t_{\text{ср. год}} \geq 0$) и «горячие» ($t_{\text{ср. год}} > 0$) [88].

При проведении расчетов «холодных» трубопроводов, пересекающих пучинистые грунты, определяются предполагаемые размеры зоны промерзания вокруг проектируемого трубопровода и параметры пучения грунта в зависимости от положения фронта промерзания, на основании которых производится оценка прочности и устойчивости трубопровода, взаимодействующего с грунтом.

Снижение риска воздействия деформации морозного пучения на участки трубопровода или его опоры достигается путем замены грунта, устройством компенсационных участков, прокладкой трубопровода с учетом ожидаемых деформаций, проведением мелиорации грунтов, применением специальных противопучинистых средств и устройств, обеспечивающих удержание трубы в проектном положении.

Размещение подземных участков трубопровода на косогорах (с поперечным уклоном более 8°) предусматривает срезку объемов или подсыпку грунта с целью устройства полок. Срезка объемов многолетнемерзлого грунта допускается лишь на непросадочных или малопросадочных участках и при условии отсутствия мерзлотных процессов. Устройство полок при прокладке трубопровода на участках с возможностью развития мерзлотных процессов требует обязательного проведения подсыпки грунта и специальных мероприятий для повышения устойчивости полок.

При угрозе значительной осадки трубопровода необходимо предусмотреть специальные мероприятия для снижения напряжений в его стенках: применение теплоизоляции и геотекстильных материалов, замена слабонесущего грунта, укладка участков трубопровода с учетом ожидаемой величины деформации, фиксации положения с помощью опор, принудительное охлаждение мерзлого грунта или теплоизоляция трубы, прокладка с использованием конструкции «труба в трубе» [46].

Выбор конструктивной схемы трубопроводов осуществляется в зависимости от категории многолетнемерзлых грунтов в районе строительства [22, 86]. Категорию трубопровода принимают в зависимости от категории просадочности многолетнемерзлых грунтов при оттаивании и выбранного способа прокладки (Таблица 1.1).

Также при выборе оптимального проектного решения по прокладке трубопровода в криолитозоне рассматривается многовариантное проектирование с нахождением сметной (начальной) стоимости каждого варианта. В последнее время появились методики, позволяющие учитывать надежность выбираемого проектного решения [91].

Таблица 1.1 – Категории участков трубопроводов, прокладываемых в многолетнемерзлых грунтах

Категория просадочности мерзлых грунтов	Категория участков прокладки					
	газопроводов		нефтепроводов		водоводов	
	подземн.	надземн.	подземн.	надземн.	подземн.	надземн.
I	III	III	III	III	III	III
II	II (III)	III	II	III	II	III
III	II	III	II	III	II	III
IV	II	II	II	II	II	II
V	II	II	-	II	-	II
Примечание: в скобках указаны категории участков «холодных» одиночных нефтепроводов						

1.5 Опыт реализации проектов трубопроводов для транспорта нефти и газа в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов

Проектирование линейных объектов, как особо сложных инженерно-технических сооружений, в зонах распространения многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов осуществляется с учетом нормативных требований и отдельных рекомендаций, изложенных в сводах правил, государственных и отраслевых стандартах [83, 85, 87]. Отдельного же руководящего документа, в котором изложены исчерпывающие правила для безопасной и надежной прокладки магистральных трубопроводов в подобных климатических зонах, на территории Российской Федерации не принято. Несмотря на обилие зарубежных научных трудов и монографий, основанных на реальном опыте многолетней эксплуатации, аналогичный государственный стандарт в США на сегодняшний день также отсутствует, что вероятно связано с особой формой процедур технического регулирования архитектурно-строительного проектирования в нефтегазовой отрасли [31].

Именно США принадлежит первый опыт строительства протяженного магистрального нефтепровода в условиях многолетней мерзлоты и сейсмической активности – Трансальяскинского нефтепровода, осложненного реологическими

особенностями перекачиваемых тяжелых высоковязких природных битумов Атабаски, требующих применения термического воздействия (Рисунок 1.4) [109].

Большой вклад в проектирование данного нефтепровода внес инженер русского происхождения Егор Павлович Попов [109]. Им были разработаны революционные для того времени решения по обеспечению устойчивости, принципы которых используются, в том числе и в современных российских проектах, таких как Ванкор-Пурпе (Роснефть) и Заполярье-Пурпе (Транснефть) [41, 54, 78].

Трансаляскинский трубопровод



Нефтепровод «Заполярье – Пурпе»



Нефтепровод «ВСТО»



Нефтепровод «Ванкор – Пурпе»



Рисунок 1.4 – Крупнейшие магистральные трубопроводы, проложенные в сложных инженерно-геологических условиях

В нашей стране параллельно с освоением богатейших нефтегазовых районов Сибири и месторождений Крайнего Севера (полярные и арктические районы) аккумулируется бесценный опыт как в проектировании и строительстве, так и в вопросах эксплуатации магистральных трубопроводов, проложенных в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов. В зарубежных странах также

был реализован ряд успешных проектов. Тем не менее и в настоящее время сталкиваются с проблемами при необходимости прокладки трубопроводов в грунтах с нестабильными физико-механическими свойствами.

Надземная схема прокладки магистральных трубопроводов является наиболее распространенной в районах многолетней мерзлоты (Рисунок 1.5). Прокладка наземных трубопроводов осуществлялась при помощи опор различной конструкции по двум схемам: зигзагообразной или прямолинейной с применением компенсаторов. Еще во времена СССР был осуществлен ряд проектов наземной прокладки с применением компенсаторов и надземных переходов в северной строительной-климатической зоне.



Рисунок 1.5 – Надземная укладка на опорах в сейсмически активных северных районах с мерзлыми и сезонно-талыми грунтами

В конце 60-х – начале 70-х годов XX века были построены северные магистральные газопроводы Уренгой-Надым, Медвежье-Надым-Пунга, Тас-Тумус-Якутск, Мессояха-Норильск. Строительство было осуществлено по схеме подземной прокладки и прокладки в насыпи с применением различных видов балластировки. Позднее исследования показали, что на трассах северных

газопроводов в начальный период эксплуатации (3-4 года) часто возникают случаи разрушения обвалования и всплытия газопровода вследствие обводнения и заболачивания территории. Относительная стабилизация грунтовых условий наступает после 7-8 лет эксплуатации после зарастания трассы растительностью. Период полной реабилитации природных условий вокруг газопроводов составляет 15-16 лет.

В 1978 году в Республике Коми были проведены обширные экспериментальные исследования на опытном трубопроводе. Предметом исследования стали различные конструкции роликовых опор, свайных опор, плитных фундаментов, механизмов регулирования высотного положения трубопровода и т.д.

При строительстве нефтепровода ВСТО для компенсации сейсмических нагрузок принята подземная прокладка в более 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.

В процессе эксплуатации ВСТО были выявлены случаи оголения и просадки подземных участков трубопровода, требующие разработки надежных эффективных решений по закреплению и восстановлению проектного положения уже действующего нефтепровода.

В связи с проектированием магистрального газопровода «Сила Сибири» в том же коридоре и интенсивным освоением Восточной Сибири России в целом, вопросы обеспечения надежности и закрепления нефтепроводов в зонах распространения многолетнемерзлых и сезонно-талых грунтов пород на сегодняшний день по-прежнему актуальны.

Наиболее распространенным методом прокладки в вечномерзлых грунтах, решающим в том числе и вопросы продольных перемещений трубопровода, является надземная укладка в теплоизоляции на подвижных свайных опорах с термостабилизацией грунтов основания (Рисунок 1.6).

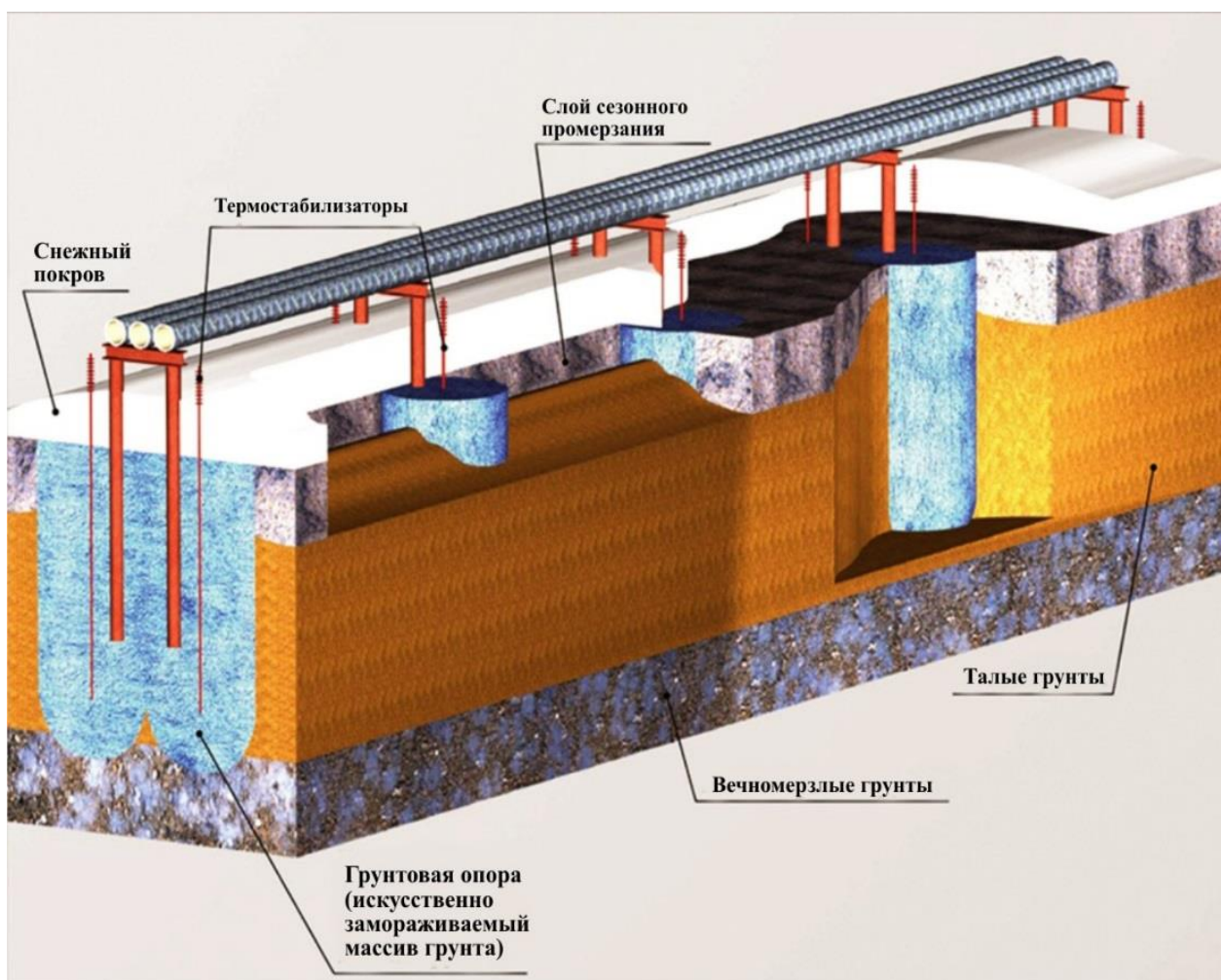


Рисунок 1.6 – Прокладка теплоизолированного трубопровода на подвижных свайных опорах с термостабилизацией грунтов основания

Стоит отметить, что подобные решения различаются по направлениям компенсации нагрузок, в зависимости от конструкции опор. Так, например, технические решения опор на нефтепроводе Ванкор-Пурпе (НК «Роснефть») на участках мерзлоты (Рисунок 1.7) способны компенсировать только продольные и поперечные температурные перемещения трубопровода, но не выдерживают рисков динамических сейсмических нагрузок.

Для сокращения расчетного температурного перепада и исключения теплообмена опор с трубопроводом обязательным является применение теплоизоляции труб, что значительно увеличивает стоимость капитальных вложений и усложняет эксплуатацию.



Рисунок 1.7 – Укладка на опорах в многолетнемерзлых грунтах

Для обеспечения надежности в сейсмически активных районах на участках надземной прокладки применяются шарнирные опоры (Рисунок 1.8), конструкция которых также позволяет компенсировать как поступательные продольные и поперечные, так и изгибные и колебательные нагрузки.



Рисунок 1.8 – Укладка на опорах в многолетнемерзлых грунтах

Другое решение, позволяющее отказаться от дорогостоящей надземной укладки, включает в себя устройство широких траншей с пологими откосами и набивкой мягким грунтом (Рисунок 1.9). Однако, для разработки больших объемов мерзлых грунтов требуется дорогостоящая техника, при этом должны быть решены вопросы, связанные с доставкой мягкого привозного грунта и баллаستировки трубопровода, что не всегда имеет технико-экономическое обоснование. Как уже упоминалось ранее, опыт эксплуатации ВСТО показал неэффективность подобных решений на участках распространения островной мерзлоты при образовании бугров пучения в местах пересечения сплошных массивов подземных ледяных линз.



Рисунок 1.9 – Подземная сейсмостойкая прокладка в широких траншеях

Таким образом при высоких рисках оттаивания несущих грунтов основания, больших величинах температурных перепадов и потенциальных сейсмических динамических воздействиях 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 может быть нецелесообразна в связи с локальным характером описанных проблем.

1.6 Инженерно-технические решения по закреплению линейной части магистральных трубопроводов в мерзлых грунтах

Инженерная защита магистрального трубопровода может быть выполнена различными способами в зависимости от исполнения, схемы прокладки и условий эксплуатации магистрального трубопровода – температур и свойств перекачиваемого продукта, типа и мощности слоев многолетнемерзлых грунтов [19, 48, 50, 52, 53, 60, 77]. Неотъемлемой частью проектирования трубопровода в районе многолетнемерзлых грунтов являются прогнозные расчеты, учитывающие вышеперечисленные факторы [27, 84].

На этапе проектирования необходимо определиться, где на трассе трубопровода будут сохраняться естественные условия залегания мерзлых грунтов, а где допустимо нарушение их залегания. Все решения возможны лишь при тщательном и всестороннем анализе технических возможностей по прокладке трубопровода по выбранной трассе и при всестороннем экономическом сравнении предложенных вариантов.

В частности, возможно строительство трубопровода над поверхностью земли на специальных опорах, укладка его на поверхность земли с созданием специальной грунтовой подушки и траншейным способом. Один трубопровод может иметь самые разные участки прокладки.

Трубопровод на опорах будет испытывать значительные перепады температур, в связи с чем повышаются требования к качеству стали самого трубопровода и его опор. В ряде случаев может потребоваться применение опор

особого типа, запаасающих холод в зимний период, чтобы сохранить мерзлое состояние грунта летом, так называемые сезонные охлаждающие устройства (СОУ). Яркий пример нефтепровода на сваях — «Заполярье-Пурпе» (Рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Участок трубопровода «Заполярье-Пурпе» - пример прокладки трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

При строительстве насыпей, на которые укладываются трубопроводы, надо использовать так называемый сыпучемерзлый грунт, то есть грунт с низким содержанием частиц льда, при этом необходимо применять специальные теплоизоляционные материалы и использовать трубы с термоизоляцией заводского производства. При траншейной укладке следует производить отсыпку сыпучемерзлого грунта на дно траншеи и укладывать теплоизоляционные экраны.

Современные средства и инженерно-технические решения по обеспечению сохранности проектного положения трубопровода в зоне многолетней мерзлоты, несмотря на достаточно большой опыт их применения, имеют ряд недостатков. Применяемая тепловая изоляция трубопровода даже большой толщины может только снизить интенсивность теплообменного процесса (замедлить нагрев) между трубой и грунтом, но не остановить его полностью, исключив оттаивание. Еще один фактор – потеря начальных теплоизоляционных свойств покрытия в

процессе длительной эксплуатации. Преимущества надземного исполнения связаны, во-первых, с исключением возможности непосредственного теплового взаимодействия (теплопередача) поверхности трубопровода и мерзлого грунта, во-вторых, для фундамента могут быть применены сваи с криоанкерами, за счет которых полностью исключается вероятность сезонного промерзания-оттаивания грунта в местах закрепления опоры. С помощью хладагента, циркулирующего в полости свай, в холодный зимний сезон происходит промерзание грунта, в месте которого образуются линзы льда, обладающие высокой несущей способностью, по сравнению с талыми и оттаявшими грунтами. Объем подобных ледяных линз вполне достаточен, чтобы даже в теплое время года не допустить оттаивания основания, что и обеспечивает требуемую несущую способность без риска потери общей устойчивости конструкций. В конструкциях некоторых типов опор реализован механизм, позволяющий стальной оболочке свободно перемещаться, как в поперечном, так и продольном направлениях. Однако, несмотря на все вышеперечисленные достоинства, надземный способ прокладки имеет два очень существенных недостатка – гораздо более высокую стоимость и сложность при монтаже, ошибки при котором могут значительно снизить общую надежность. К примеру, канадский газопровод «Маккензи-Валлей», частично проложенный в надземном исполнении, окупился только спустя 18 лет с момента ввода в эксплуатацию [75].

Рассмотрим основные подходы к инженерной защите магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах и мероприятия по сохранению их мерзлого состояния.

Известно, что на потенциально опасных участках трассы предполагаемого размещения трубопровода, на которых существуют риски развития криогенных геологических процессов, в обязательном порядке требуется проводить комплекс сложных предварительных изысканий, что позволяет спрогнозировать развитие данных процессов с учетом нормативных требований, предъявляемых СП 47.13330.2012 [83]. В случаях использования мерзлых грунтов, в качестве

основания выступают проектные решения, в зависимости от способа прокладки трубопровода, должны приниматься с учетом требований СП 25.13330.2012, режимов эксплуатации, прогнозных инженерно-геокриологических условий с учетом риска изменения механических свойств грунтов в основаниях конструкций [84]. Стоит отметить, что на отдельных участках прокладки трубопровода в малольдистых грунтах допускается незначительное оттаивание в процессе эксплуатации при условии, что при оттаивании не будут происходить карстовые процессы, ведущие к потере несущей способности грунтов и устойчивости трубопровода. Также и наоборот, допускается промерзание участков с талыми непучинистыми грунтами при перекачке газа с отрицательной температурой эксплуатации трубопровода.

На участках с просадочными грунтами при небольшой их протяженности необходимо предусматривать мероприятия, направленные на снижение теплового воздействия от трубопровода на окружающие грунты, а также обеспечивающие возможность восстановления многолетней мерзлоты после строительства.

Проектная глубина траншеи для подземного трубопровода определяется по принятым конструктивным решениям, обеспечивающим требуемый уровень надежности и безопасности трубопровода, а также выполнение требований по охране окружающей среды.

Требуемую высоту прокладки надземного трубопровода, прокладываемого на опорах, необходимо принимать от уровня поверхности земли с учетом рельефа и геологических условий местности, а также расчетного теплового воздействия трубопровода, при этом минимальная высота должна быть не менее 0,5 м.

Надземные участки трубопроводов с компенсацией деформаций за счет возможности свободного перемещения трубы в поперечном направлении от оси должны проектироваться выше максимального прогнозного уровня снежного покрова не менее чем на 0,1 м [87].

На Рисунке 1.11 приведены существующие типы конструкций для крепления трубопроводов различного назначения, которые в общем случае делятся на опоры

и подвески. Первый вид – шарнирного типа, используется только для надземной прокладки, так как из-за своей сложной конструкции не способен работать в грунте, тем более - в мерзлом, второй вид – подвески, компенсируют только просадки грунта, и не работают при выталкивающих нагрузках.



Рисунок 1.11 – Существующие виды опор и подвесок для трубопроводов

Несмотря на обилие конструкций и многолетний опыт эксплуатации нефте- и газопроводов, проложенных в сложных инженерного-геологических и климатических условиях (преимущественно надземного исполнения) [41, 54, 78, 109], вопрос подземного точечного закрепления отдельных участков незначительной протяженности при пересечении ледяных линз и бугров пучения все еще открыт и требует разработки как проектных, так и технических решений.

Выводы по главе

1. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов в районах, характеризующихся наличием вечномерзлых и сезонно-талых грунтов, требуют применения специальных инженерно-технических и технологических решений, закладываемых уже на стадии проектирования, одновременно направленных, как на обеспечение безопасного температурного режима грунтов основания и опор, так и стабилизации проектного положения трубопровода при осадке и оттаивании траншеи без рисков потери устойчивости и нарушения прочности.

2. На сегодняшний день, несмотря на уже большой опыт и протяженность нефтегазопроводов, проложенных в северных широтах и арктических районах страны, все еще отсутствуют единые нормативные требования и четкие критерии выбора оптимальных с точки зрения надежности и экономической эффективности проектных решений для закрепления подземных участков трассы магистральных газопроводов в зонах распространения островной мерзлоты для снижения рисков нарушения прочности и устойчивости под действием экзогенных геологических и геокриологических процессов.

3. Выполненный литературный обзор и анализ текущего состояния отрасли в части обеспечения проектного положения оси магистральных газопроводов в районах островного распространения вечномерзлых и сезонно-талых грунтов позволил выделить наиболее важные вопросы, представляющие практический и научный интерес для решения актуальных инженерно-технических задач при проектировании и эксплуатации потенциально опасных подземных участков, на основании которых был сформирован план дальнейших численных модельных и опытных экспериментальных исследований, направленных на совершенствование проектных решений и оптимизацию параметров укладки за счет разработки методологических основ, расчетного математического аппарата и эффективных технических средств для точечного подземного закрепления в условиях нехватки исходных данных и рисков возникновения переменных непроектных нагрузок.

2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНОГО УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ ОТТАИВАНИЯ ГРУНТОВ ОСНОВАНИЯ И ОБВОДНЕНИЯ ТРАНШЕИ

2.1 Определение мест расположения опасных сечений подземного газопровода, закрепленного с помощью свайных опор

Задачей настоящего раздела диссертационной работы является разработка конечно-элементной модели напряженно-деформированного участка подземного трубопровода, проложенного в слабонесущих и сезонно-талых грунтах, с целью исследования комплексного влияния совокупности ряда факторов на параметры прочности и устойчивости подземного участка.

Практической целью данных исследований является оптимизация проектных решений для обеспечения эксплуатационной надежности и проектного положения потенциально-опасных участков трассы в районах распространения островной мерзлоты за счет применения тепловой изоляции точечного крепления, а также ограничения температуры замыкания последнего сварного шва плети и создания предварительной напряженности с помощью проектного упругого изгиба оси.

Как исследование напряженно-деформированного состояния трубопровода, проложенного в слабонесущих и сезонно-талых грунтах методом конечных элементов, так и оценка влияния сочетания различного рода факторов на напряженно-деформированное состояние участков подземного магистрального газопровода невозможно без предварительной идентификации опасного сечения в трубопроводе. Необходима эта информация и для оптимизации количества и шага расстановки опор, применяемых для обеспечения устойчивости оси подземного трубопровода в проектном положении.

Расчетная схема для оптимизации количества опор определена исходя из условия напряженно-деформированного состояния и несущей способности анкерных устройств и представлена на Рисунке 2.1.

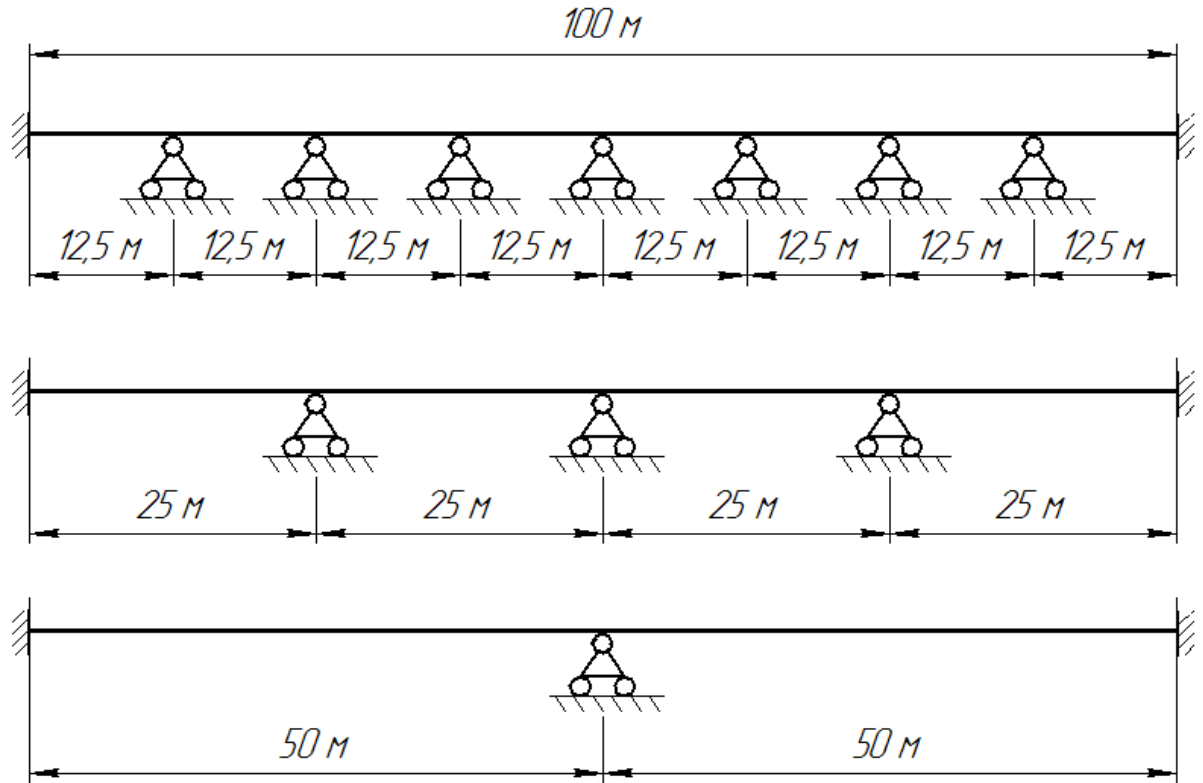
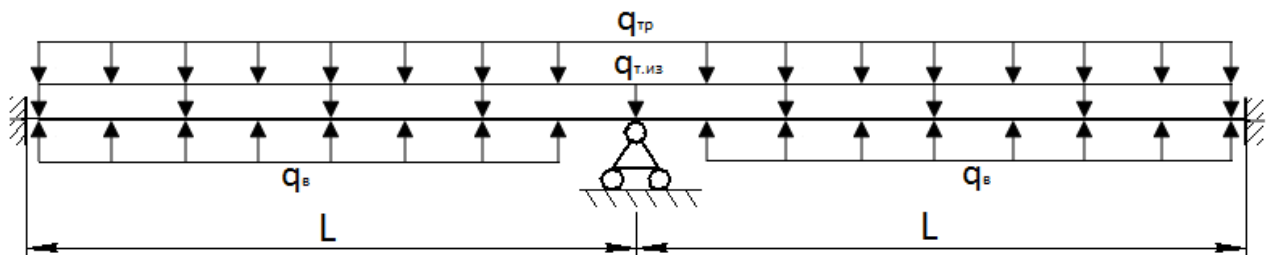


Рисунок 2.1 – Постановка задачи (оптимизация количества опор)

Для принятой расчетной схемы были определены значения распределенных нагрузок, действующие на теплоизолированный заглубленный участок трассы, проложенный в слабонесущих грунтах (Рисунок 2.2). В расчетах было принято допущение об отсутствии нагрузки, вызванной весом перекачиваемого продукта в силу его незначительности относительно остальных нагрузок для газопроводов.



L – длина пролета; $q_{тп}$ – вес трубопровода; $q_{т.из}$ – вес теплоизоляционного покрытия; $q_в$ – выталкивающая сила воды

Рисунок 2.2 – Распределенные нагрузки, действующие на теплоизолированный заглубленный трубопровод, проложенный в слабонесущих грунтах

В зависимости от сценария протекания процесса растепления окружающих магистральный газопровод мерзлых грунтов может произойти как развитие термокарстовых явлений, так и подтопление траншеи талыми водами. В случае образования термокарста происходит провисание трубопровода в ореоле оттаивания траншеи (Рисунок 2.3).

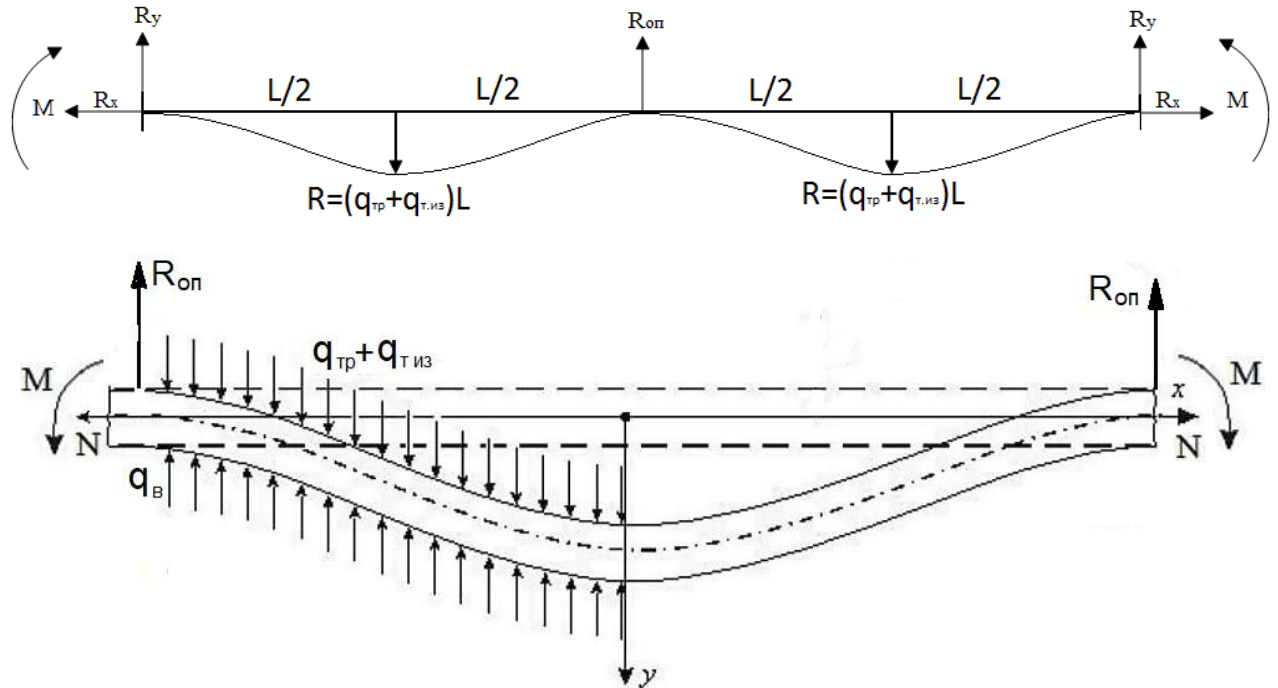


Рисунок 2.3 – Расчетная схема трубопровода при потере устойчивости (провисание)

Рассмотрим напряженно-деформированное состояние участка трубопровода согласно приведенным расчетным схемам аналитическим методом по классическим уравнениям механики. Трубопровод моделируется упругим стержнем ($R_{оп}$ – реакция опоры; M – изгибающий момент; N – растягивающее усилие; L – длина пролета; $q_{тр}$ – вес трубопровода; $q_{т.из}$ – вес теплоизоляционного покрытия).

Изменения поперечной нагрузки Q , M по длине и высоте трубопровода определяются следующими соотношениями:

$$q = -\frac{dQ}{dx}, \quad (2.1)$$

$$N \frac{dy}{dx} + \frac{dM}{dx} - Q = 0, \quad (2.2)$$

$$q = -N \frac{d^2 y}{dx^2} - \frac{d^2 M}{dx^2}. \quad (2.3)$$

Изгибающий момент M определяется как:

$$M = EI \frac{d^2 y}{dx^2}, \quad (2.4)$$

где E – модуль упругости;

I – момент инерции поперечного сечения трубы относительно горизонтальной оси x .

Жесткость поперечного сечения трубы при растяжении (сжатии) определяется как $EI = \pi R^3 \delta E$. Тогда

$$q = -N \frac{d^2 y}{dx^2} - EI \frac{d^4 y}{dx^4}. \quad (2.5)$$

В последнем уравнении первое слагаемое ($-N \frac{d^2 y}{dx^2}$) в правой части уравнения можно принять за изгибающую составляющую нагрузки, зависящую от продольной силы N и величины $\frac{d^2 y}{dx^2}$, которая будет отрицательна в перегибах (при всплытии), стремящихся выгнуть трубопровод вверх, для компенсации которой требуется приложить положительную распределенную нагрузку q для удержания трубы в изначальном положении в траншее. Второе слагаемое ($-EI \frac{d^4 y}{dx^4}$) будет пропорционально изменениям поперечной силы.

Результаты определения напряжений в трубопроводе при провисании в термокарсте приведены на Рисунке 2.4.

Из полученных результатов видно, что максимальные растягивающие напряжения сконцентрированы в верхней образующей в сечении, где имеется крепление к опоре.



Рисунок 2.4 – Определение наиболее опасного сечения при провисании трубопровода без теплоизоляции

В случае образования обводненной траншеи происходит всплытие трубопровода. Расчетная схема этого сценария представлена на Рисунке 2.5.

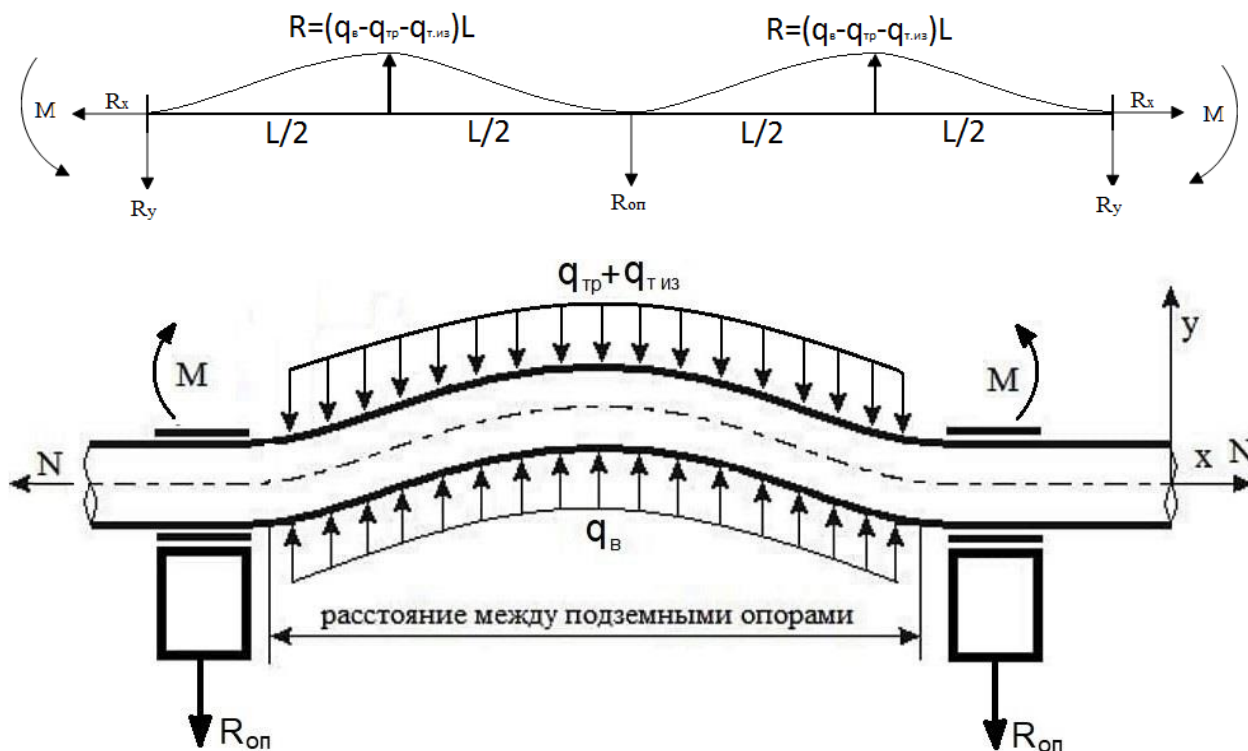


Рисунок 2.5 – Расчетная схема трубопровода при его всплытии

Результаты расчета возникающих в стенке трубопровода напряжений при всплытии последнего в обводненной траншее представлены на Рисунке 2.6.

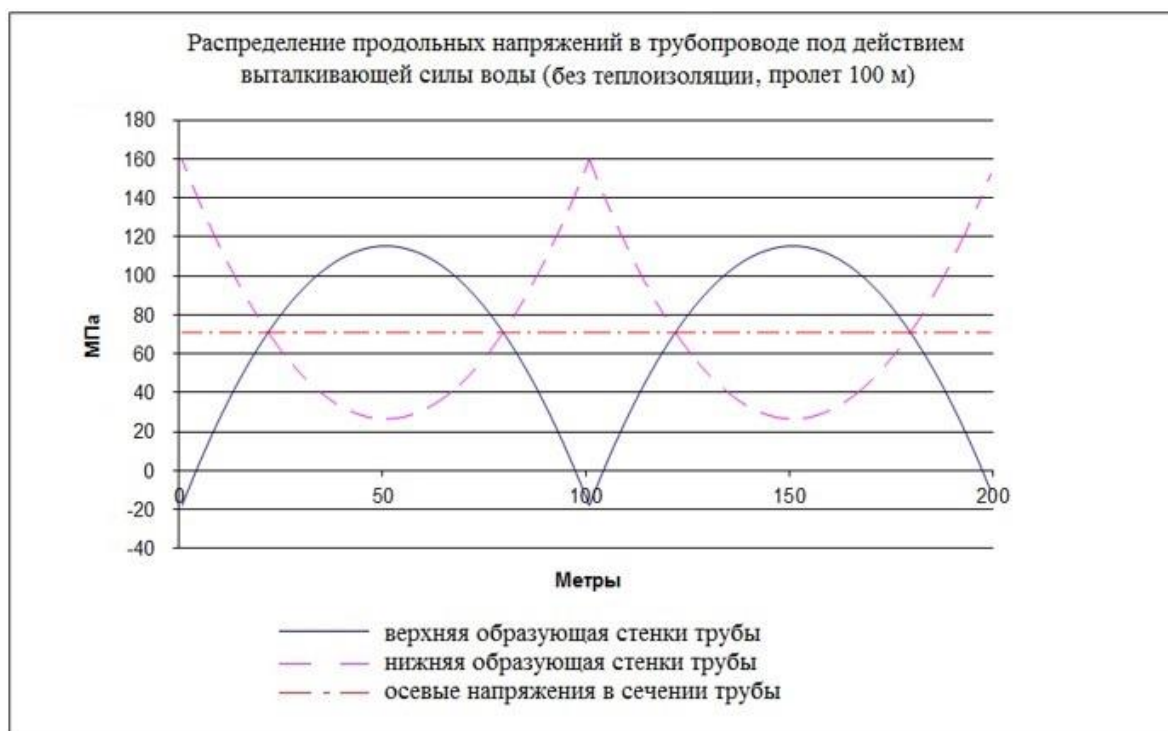


Рисунок 2.6 – Определение наиболее опасного сечения при всплытии трубопровода без теплоизоляции

Результаты демонстрируют, что максимальные растягивающие напряжения – в нижней образующей на опоре.

Рассмотрим, как изменится напряженно-деформированное состояние трубопровода при наличии нагрузки от теплоизоляции толщиной 250 мм (Рисунок 2.7). Из представленного рисунка видно, что максимальные растягивающие напряжения находятся в верхней образующей на опоре.

Перейдем к случаю обводненной траншеи (всплытия) (Рисунок 2.8). Для иллюстрации на рисунке выбран вариант расчета трубопровода с толщиной теплоизоляции 250 мм, так как в условиях затопленной траншеи величина действующей выталкивающей силы воды прямо пропорциональна толщине теплоизоляции. Из представленного рисунка видно, что максимальные растягивающие напряжения находятся в нижней образующей трубы на опоре.

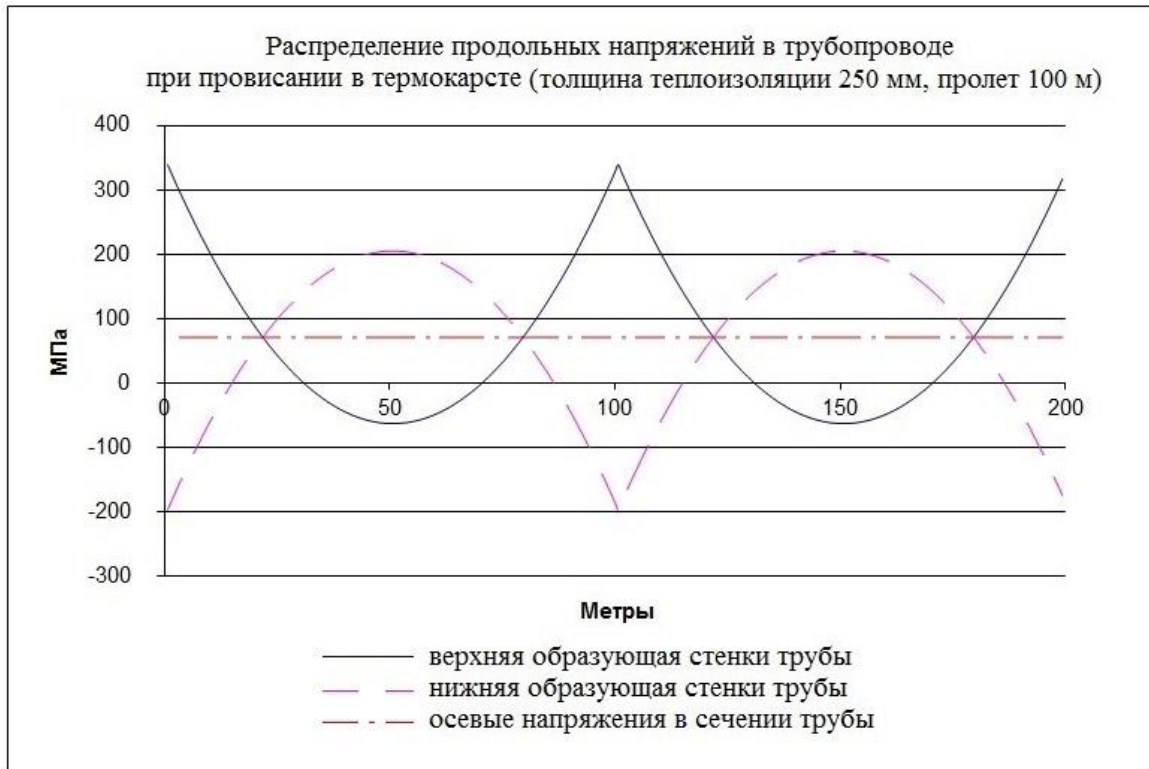


Рисунок 2.7 – Определение наиболее опасного сечения при провисании теплоизолированного трубопровода

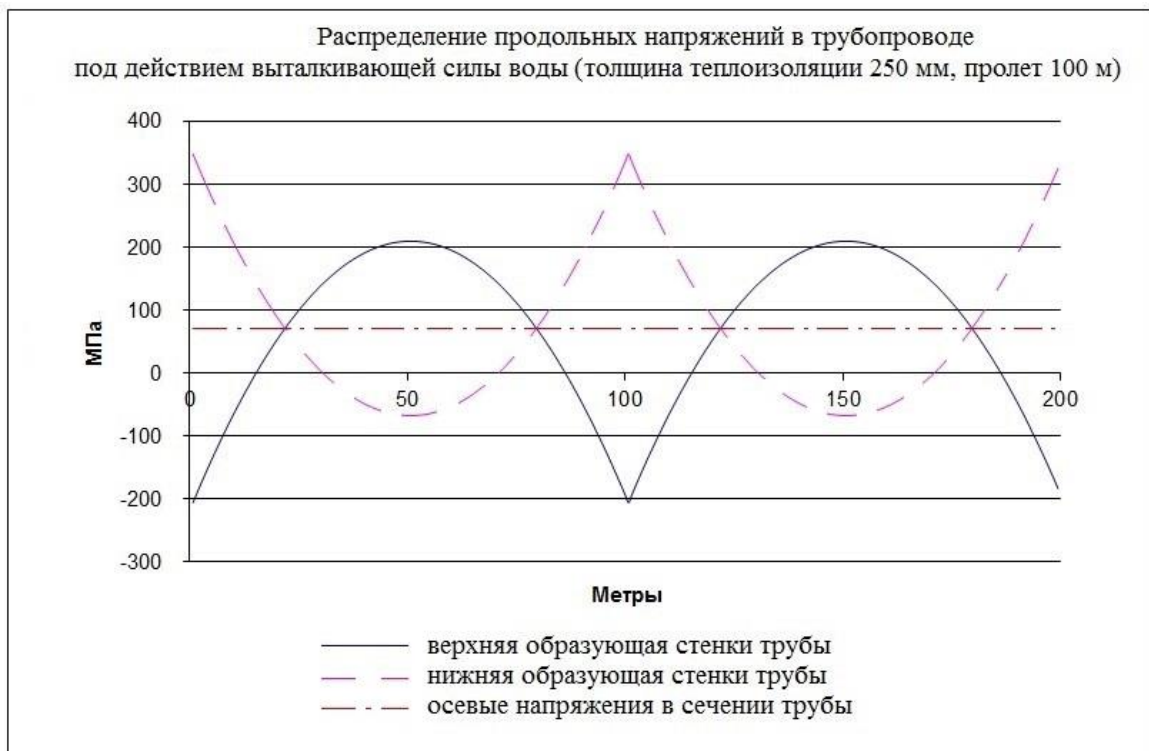


Рисунок 2.8 – Определение наиболее опасного сечения при всплытии теплоизолированного трубопровода

Результаты расчетов напряженно-деформированного состояния сведены в Таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Продольные напряжения в опасном сечении (пролет 100 м)

Толщина теплоизоляции, мм	Величина продольных напряжений, МПа	
	Термокарст	Обводненная траншея
0	259	160
125	296	246
250	339	348

2.2 Оптимизация шага и количества опор трубопровода при отсутствии дополнительных нагрузок с использованием метода конечных элементов

Для определения оптимального расположения анкерных устройств трубопровода использовался метод конечных элементов (МКЭ) с применением программного комплекса средств компьютерного инженерного моделирования ANSYS.

Расчет напряженно-деформированного состояния (НДС) участка трубы проводился при воздействии статических нагрузок:

- вес трубопровода (масса металла стенки трубопровода);
- давление газа внутри трубопровода (рабочее давление);
- вес тепловой изоляции трубопровода (масса теплоизоляции);
- подъемная сила (выталкивающая сила);
- температурный перепад;
- упругий изгиб.

В ходе расчетов определялись наибольшие напряжения в опасном сечении в зависимости от толщины изоляции и шаге расположения опор.

Далее приведены результаты моделирования НДС газопровода DN1200 в зависимости от толщины теплоизоляционного покрытия для различных вариантов

оттаивания траншеи (образование термокарста или обводнение) на примере участка с нарушением проектного положения длиной 100 м (Рисунки 2.9, 2.10, 2.11).

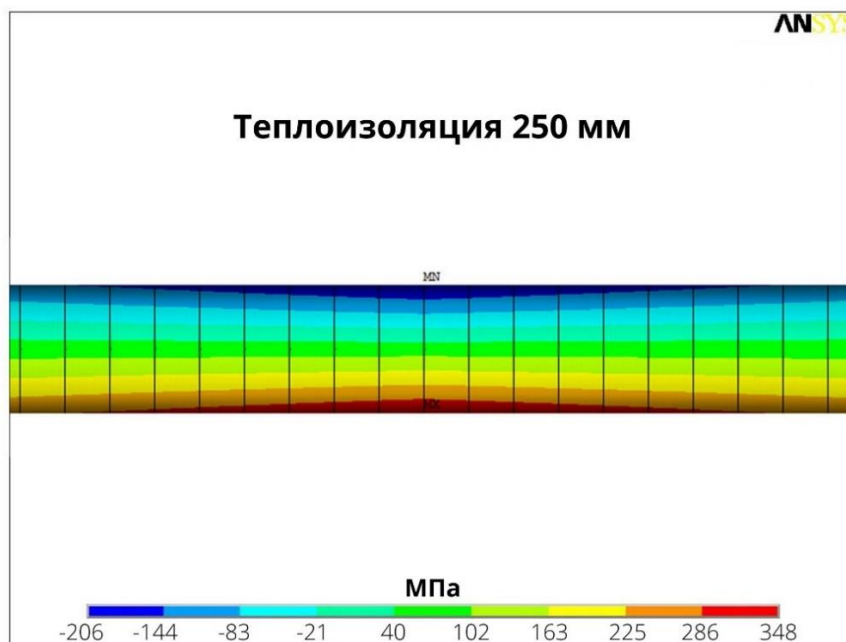


Рисунок 2.9 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при шаге опор 100 м и толщине изоляции 250 мм (обводнение траншеи)

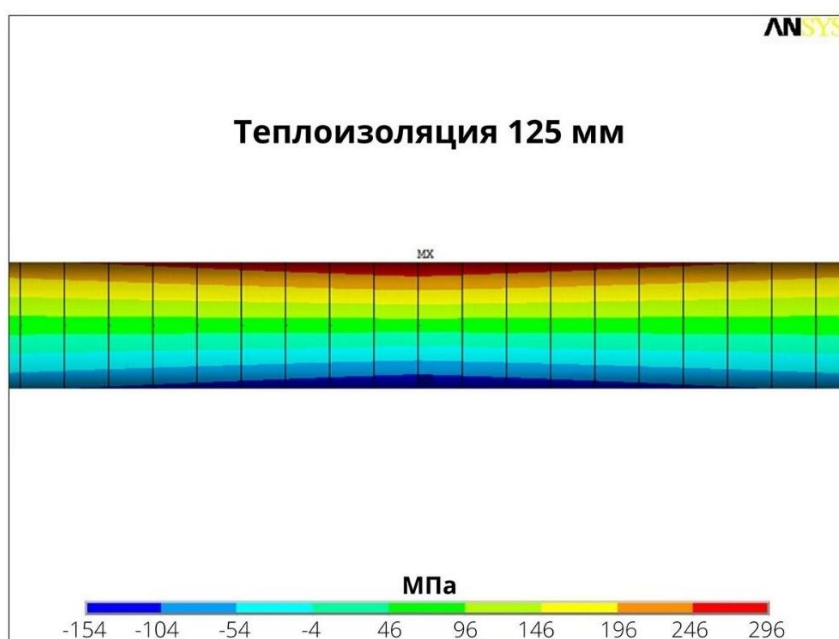


Рисунок 2.10 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при шаге опор 100 м и толщине изоляции 150 мм (образование термокарста)

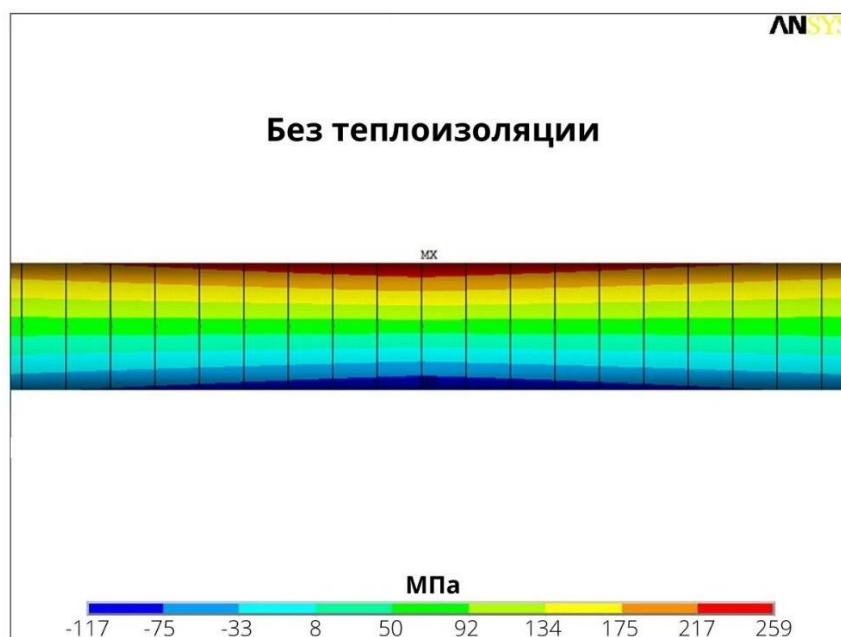


Рисунок 2.11 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при шаге опор 100 м и толщине изоляции 0 мм (образование термокарста)

Как видно по эпюрам напряжений газопровода (Рисунок 2.12), при подтоплении траншеи в случае наличия тепловой изоляции наблюдаются наибольшие продольные напряжения – на нижней образующей опасного сечения, в местах крепления трубы к опорам. При провисании в термокарсте теплоизолированный газопровод также испытывает большие нагрузки за счет большего веса.

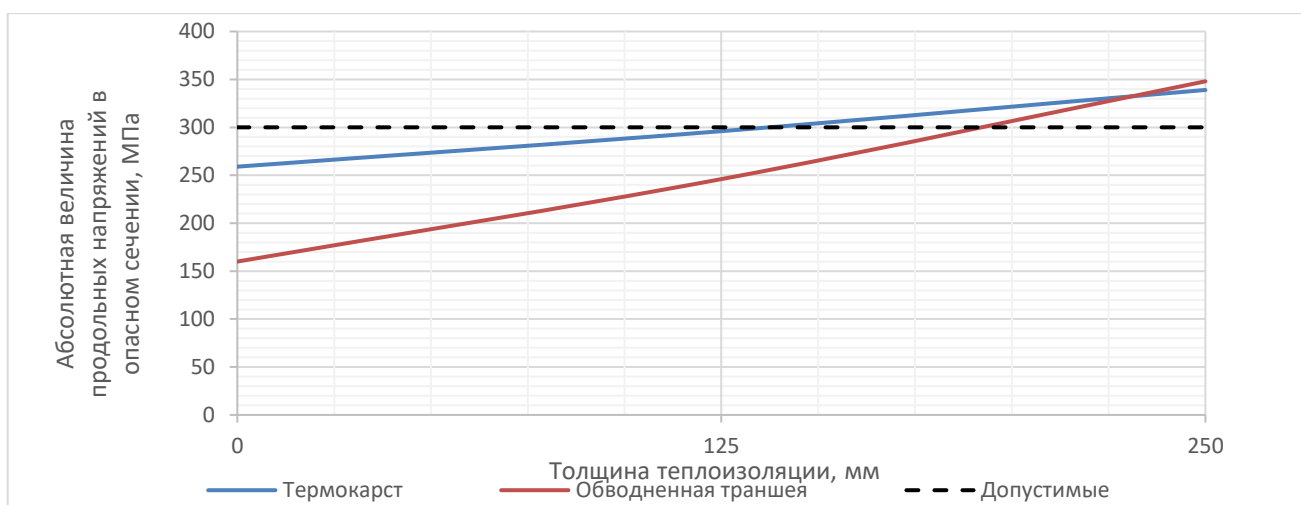


Рисунок 2.12 – Результаты расчета абсолютной величины продольных напряжений в опасном сечении при шаге опор 100 м

При шаге опор 100 м максимальная безопасная толщина теплоизоляции не превышает 125 мм. Наиболее опасным случаем, как показали расчеты модели, является образование термокарста с провисанием трубопровода. При последующем увеличении пролета условия прочности не выполняются, даже без тепловой изоляции, как при всплытии, так и при провисании трубопровода.

Результаты аналогичных расчетов НДС и сравнение величин максимальных продольных напряжений в опасных сечениях подземного газопровода DN1200 при различной длине образовавшихся пролетов (шаге расстановке опор) и толщине теплоизоляции сведены ниже (Таблица 2.2 и Рисунок 2.13).

Таблица 2.2 – Напряжения в опасном сечении (на опоре), МПа

Пролет, м	без теплоизоляции	$\delta_{т-из}=125$ мм	$\delta_{т-из}=250$ мм
10	73	73	74
20	78	80	82
30	88	91	96
40	101	107	115
50	118	127	140
100	259	296	348
150	494	576	694

Отметим, что в данных расчетах еще не учтены дополнительные проектные нагрузки от расчетного температурного перепада и радиуса упругого изгиба трубопровода. Как показали результаты, максимально допустимый шаг между опорами для теплоизолированного участка составляет 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.

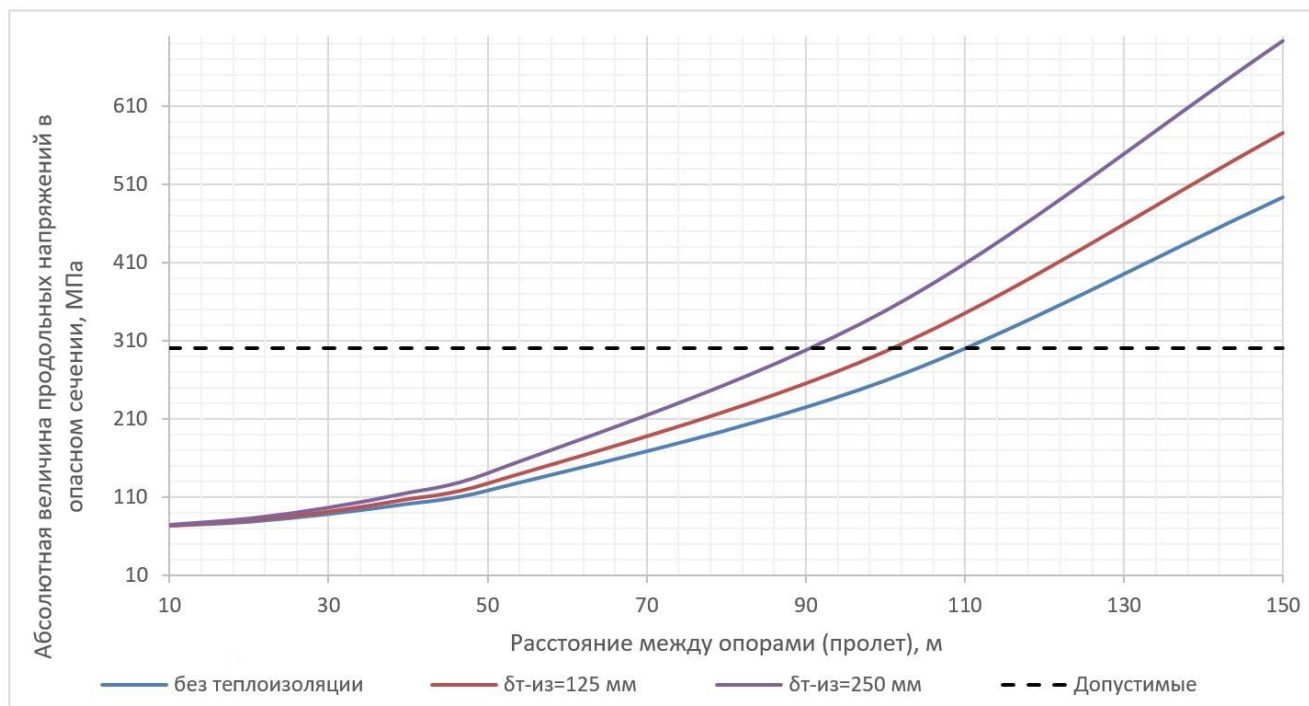


Рисунок 2.13 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при различном шаге опор (без учета температурного перепада и упругого изгиба оси)

2.3 Анализ температурного влияния на расположение анкерных устройств трубопровода

Температурные напряжения оказывают значительное воздействие на напряженно-деформированное состояние трубопровода и необходимо произвести оценку их влияния. Оценка напряженно-деформированного состояния производится с использованием формул, приведенных в СП 36.13330.2012 [87].

Согласно указанному нормативному документу, значения максимальных суммарных продольных напряжений σ_{np}^H определяются с учетом сочетания всех нормативных нагрузок и воздействий, включающих как поперечные, так и продольные перемещения трубопровода с учетом правил строительной механики. На прямолинейных и упруго-изогнутых участках подземного трубопровода в отсутствии поперечных и продольных перемещений, вызванных просадками и деформациями морозного пучения грунта, максимальные суммарные продольные напряжения при воздействии нормативных нагрузок от внутреннего давления,

расчетного температурного перепада и радиуса упругого изгиба трубопровода $\sigma_{пр}^H$ определяются следующим образом:

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \quad (2.6)$$

где μ – переменный коэффициент поперечной деформации металла стенки (коэффициент Пуассона стали);

α – коэффициент линейного расширения металла трубы (стали), град⁻¹;

E – переменный коэффициент упругости металла (модуль Юнга стали), МПа;

Δt – расчетный температурный перепад (положительный при нагреве), °С;

D_H – наружный диаметр трубопровода;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба трубопровода ($1000 D_H$), см,

$$E = \frac{\sigma_i / \varepsilon_i}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}} \quad (2.7)$$

$$\mu = \frac{\frac{1}{2} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}}{1 + \frac{1 - 2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma_i}{3 \cdot E_0 \cdot \varepsilon_i}} \quad (2.8)$$

σ_i – интенсивность напряжений, представленная через значение главных напряжений, для данного частного случая определяемое по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{(\sigma_{кц}^H)^2 - \sigma_{пр}^H \cdot \sigma_{кц}^H + (\sigma_{пр}^H)^2}; \quad (2.9)$$

ε_i – интенсивность деформаций, определяемая по величине интенсивности напряжений согласно данным диаграммы деформирования, рассчитанной по нормированной диаграмме растяжения $\sigma - \varepsilon$ по следующим формулам:

$$\sigma_i = \sigma \quad (2.10)$$

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1 - 2 \cdot \mu_0 \cdot \sigma}{3 \cdot E_0}; \quad (2.11)$$

где μ_0 – значение коэффициента поперечной деформации в упругой области;

E_0 – значение модуля упругости, МПа;

$\sigma_{кц}^H$ – расчетные кольцевые напряжения от нормативного воздействия под рабочим давлением, МПа, определяемые следующим образом:

$$\sigma_{кц}^H = \frac{p \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} \quad (2.12)$$

Для расчета принимаем следующие условия температурного перепада:

- максимальная и минимальная температура эксплуатации: 20 и 0 °С;
- максимальные и минимальные температуры воздуха: 45 и -55 °С.

Получены результаты расчета НДС в опасном сечении при максимальном расчетном температурном перепаде (Рисунок 2.14).

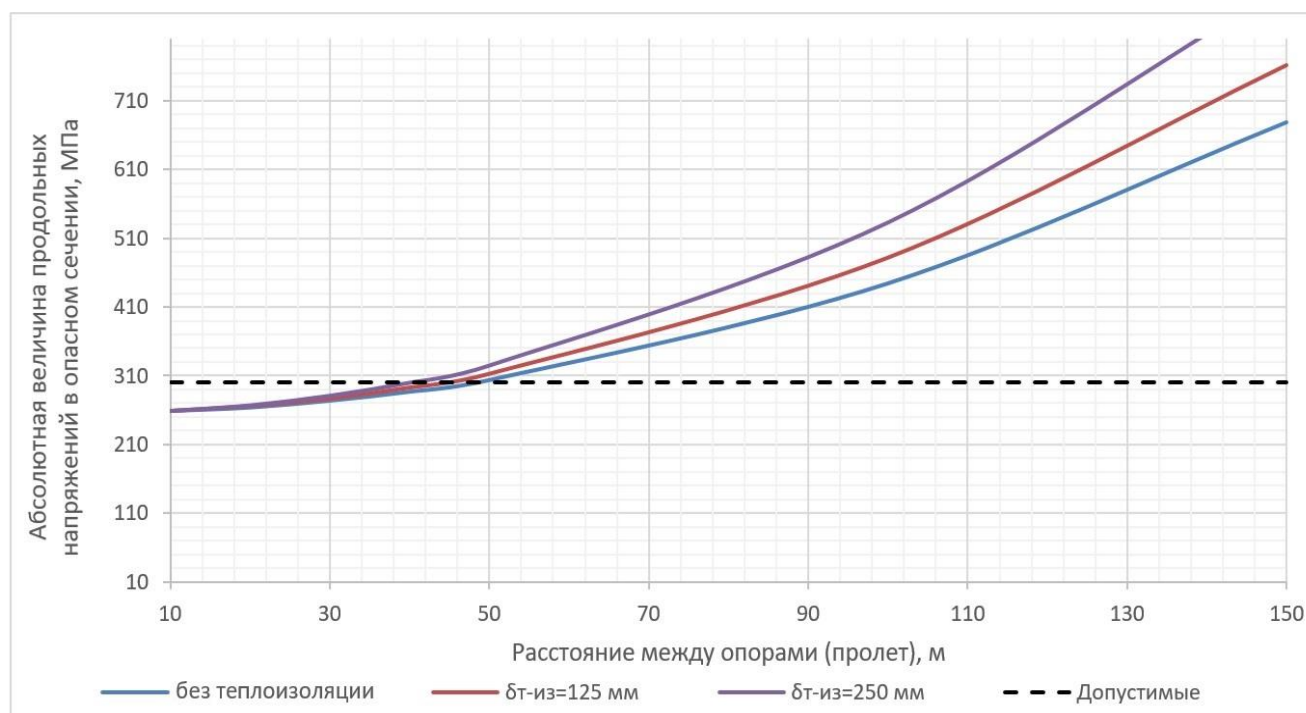


Рисунок 2.14 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при минимальной температуре воздуха в месяце, когда будет выполняться подключение проектируемого участка, -55 °С

Из Рисунка 2.14 видно, что добавление расчетного температурного перепада в используемую модель для условий восточносибирского климата (-55 °С), резко снижает допустимый пролет до 45-50 м.

Ограничение температуры монтажа (температуры замыкания последнего сварного шва) не ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, позволяет увеличить пролет до 60-80 м, и тем самым сократить количество опор на треть (25-30 %) (Рисунок 2.15).

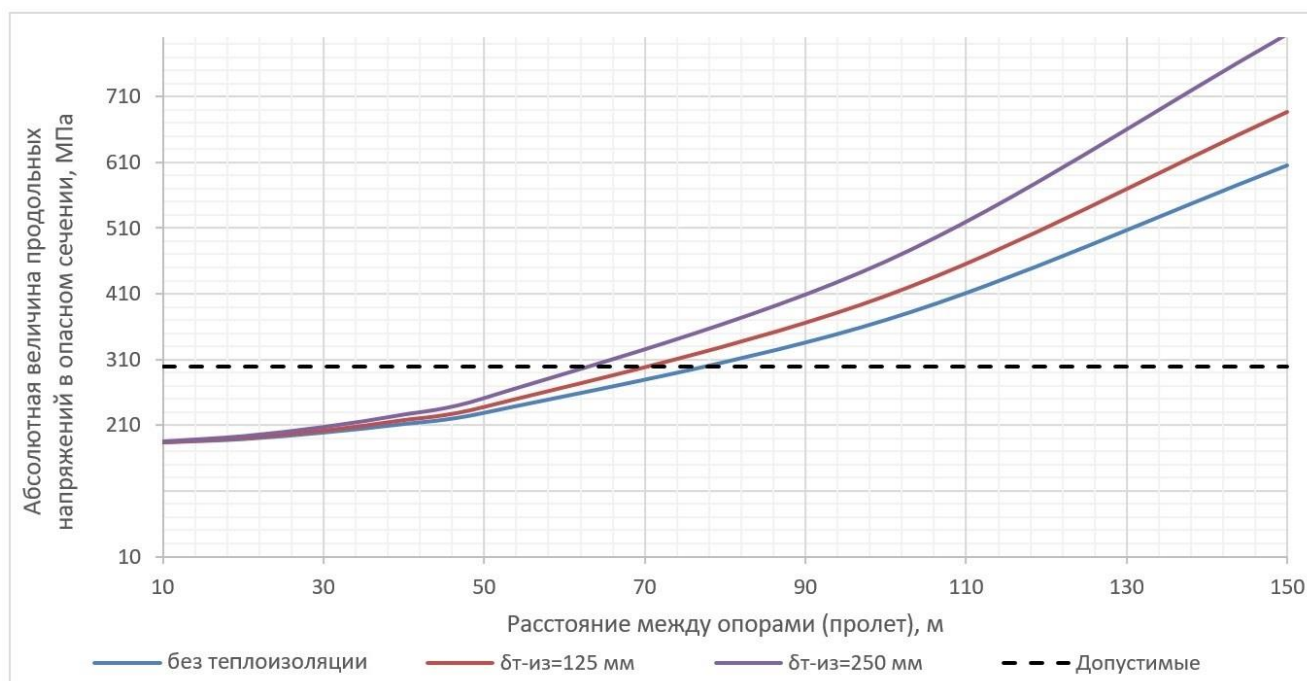


Рисунок 2.15 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при минимальной температуре воздуха в месяце, когда будет выполняться подключение проектируемого участка, $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$

2.4 Анализ влияния упругого изгиба трубопровода на расположение анкерных устройств

Согласно СП 36.13330.2012 [87] на напряженно-деформированное состояние также оказывает значительное влияние упругий изгиб трубопровода. Проведем анализ напряженно-деформированного состояния при максимальном радиусе изгиба трубопровода по нормативному документу (для данного расчета максимальный радиус изгиба трубопровода составляет 1200 м).

При укладке трубопровода проектным упругим изгибом (не менее 1000 DN) возможны два варианта. В первом случае даже при большей кривизне изгиба

трассы в направлении стрелы пролета (для обоих случаев – всплытие и провисание), трубопровод испытывает запредельные нагрузки, значительно превышающие условия прочности. Таким образом, при невозможности достоверного прогнозирования характера протаивания мерзлых пород (образование талых озер или термокарстов), прокладка подземных участков трубопровода упругим изгибом, даже при его значении существенно выше минимально допустимого, может привести к недопустимым деформациям трубопровода (Рисунок 2.16).

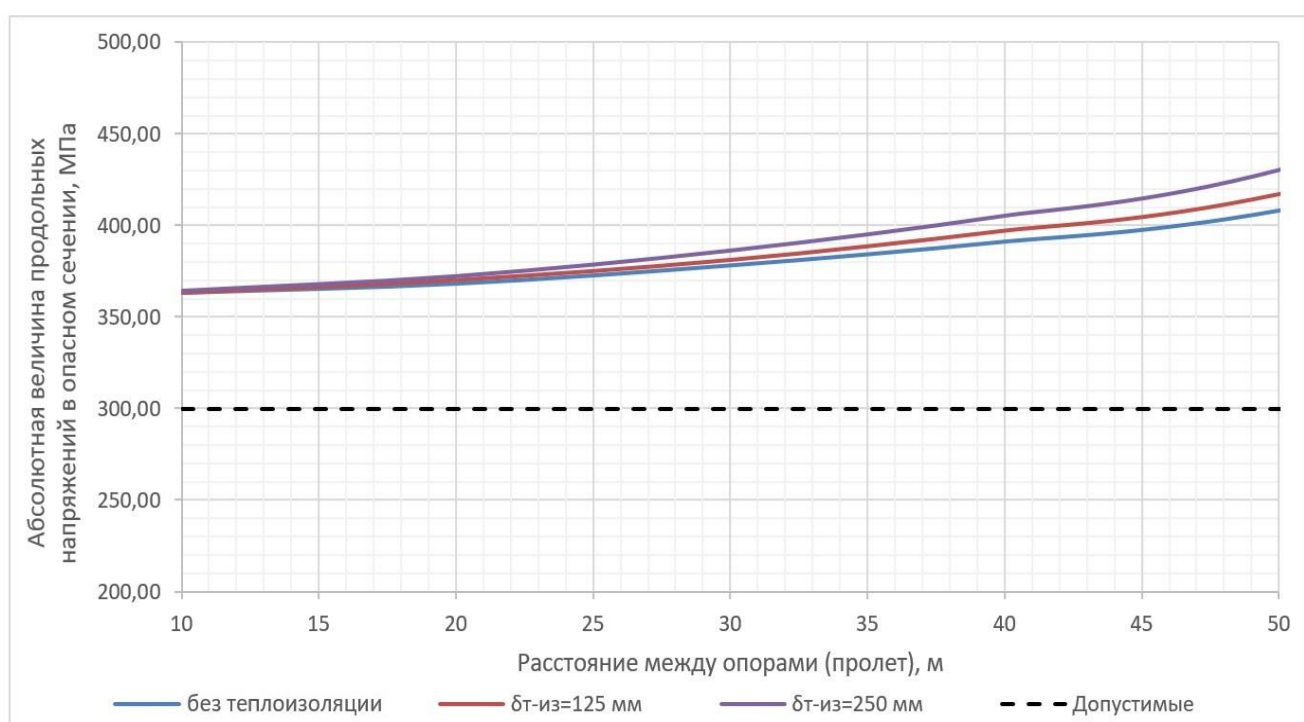


Рисунок 2.16 – Результаты расчета НДС в опасном сечении на участках укладки упругим изгибом (DN1000) в направлении стрелы пролета (монтаж при -55 °С)

Как и во всех выше рассмотренных случаях, еще большее ограничение минимальной температуры монтажа (до -15 °С для рассматриваемого примера) позволяет использовать прокладку упругим изгибом с шагом подземных опор от 60 до 75 м (Рисунок 2.17). В данном случае, снижение температурного перепада, позволяет не только сэкономить на количестве опор, но и оптимизировать объемы необходимых земельных работ.

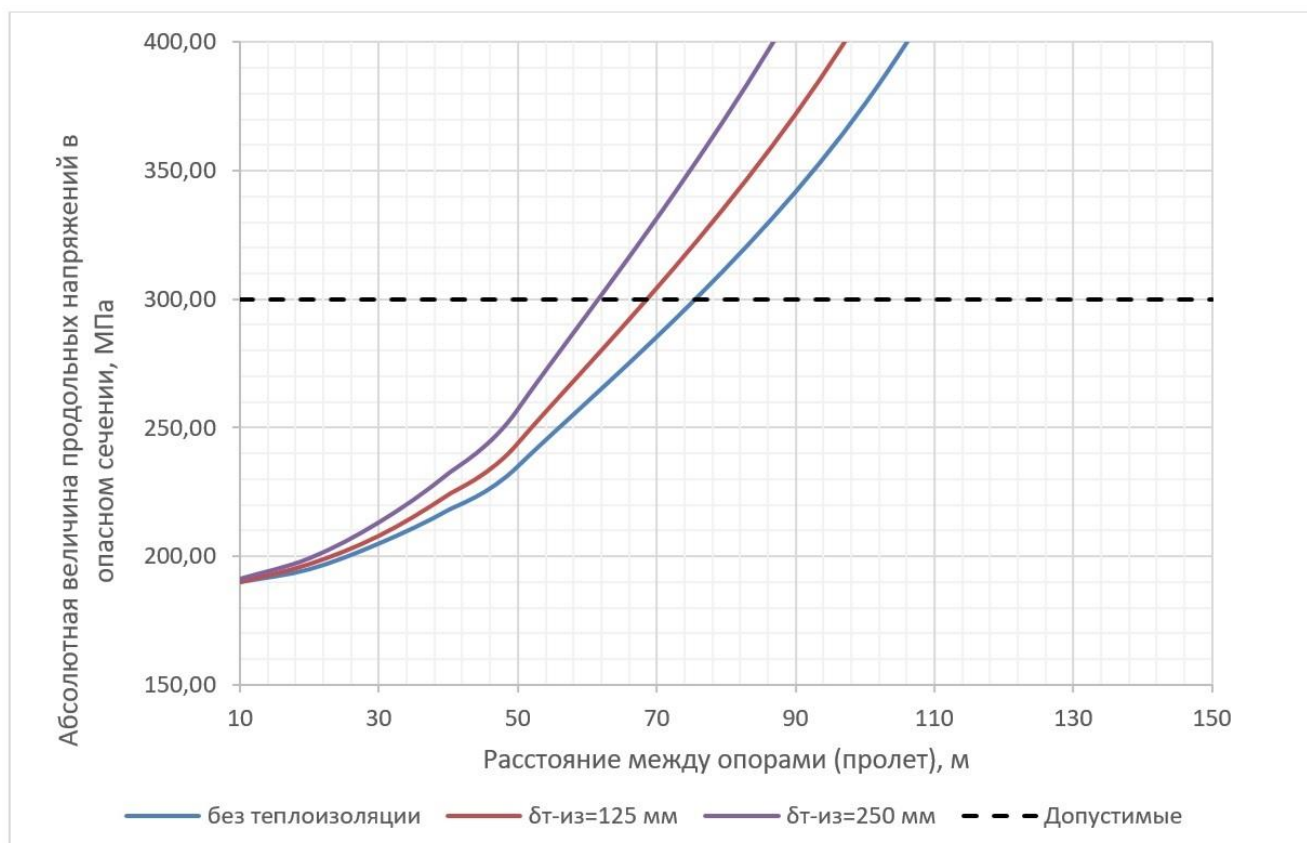


Рисунок 2.17 – Результаты расчета НДС в опасном сечении на участках укладки упругим изгибом в направлении стрелы пролета (монтаж при $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Подобные результаты также можно получить при сочетании ограничения минимальной температуры монтажа (до $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$) и увеличении радиуса упругого изгиба вдвое (до 2400 м). При этом шаг между опорами составит 50 м (Рисунок 2.18).

Куда больший эффект, как показали расчеты модели, может дать укладка подземного участка упругим изгибом в направлении обратном стреле пролета. Так в случаях, когда нам достоверно известно, какой вариант развития процессов следует ожидать при протаивании мерзлого грунта, даже при расчетном температурном перепаде без ограничения температуры монтажа, нормативный радиус упругого изгиба (1000 DN) позволяет двукратно увеличить пролет между опорами до 70-90 м (Рисунок 2.19).

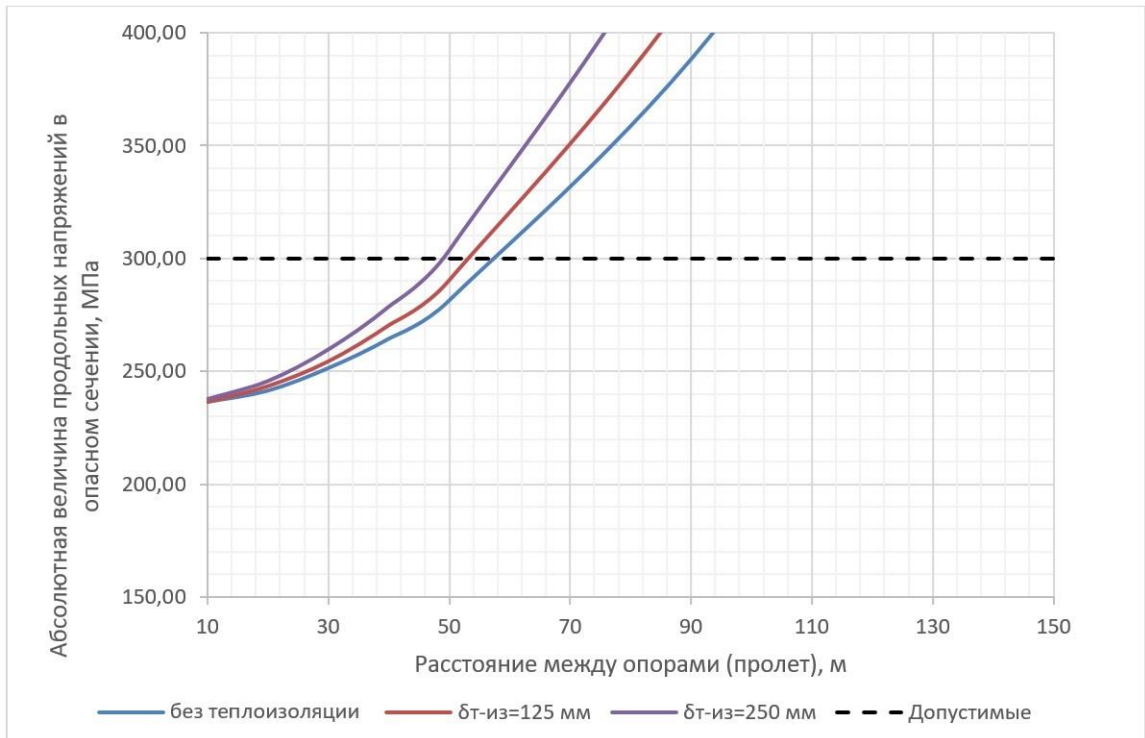


Рисунок 2.18 – Результаты расчета НДС при укладке с увеличением упругого изгиба (2400 м) в направлении стрелы пролета (монтаж при $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$)

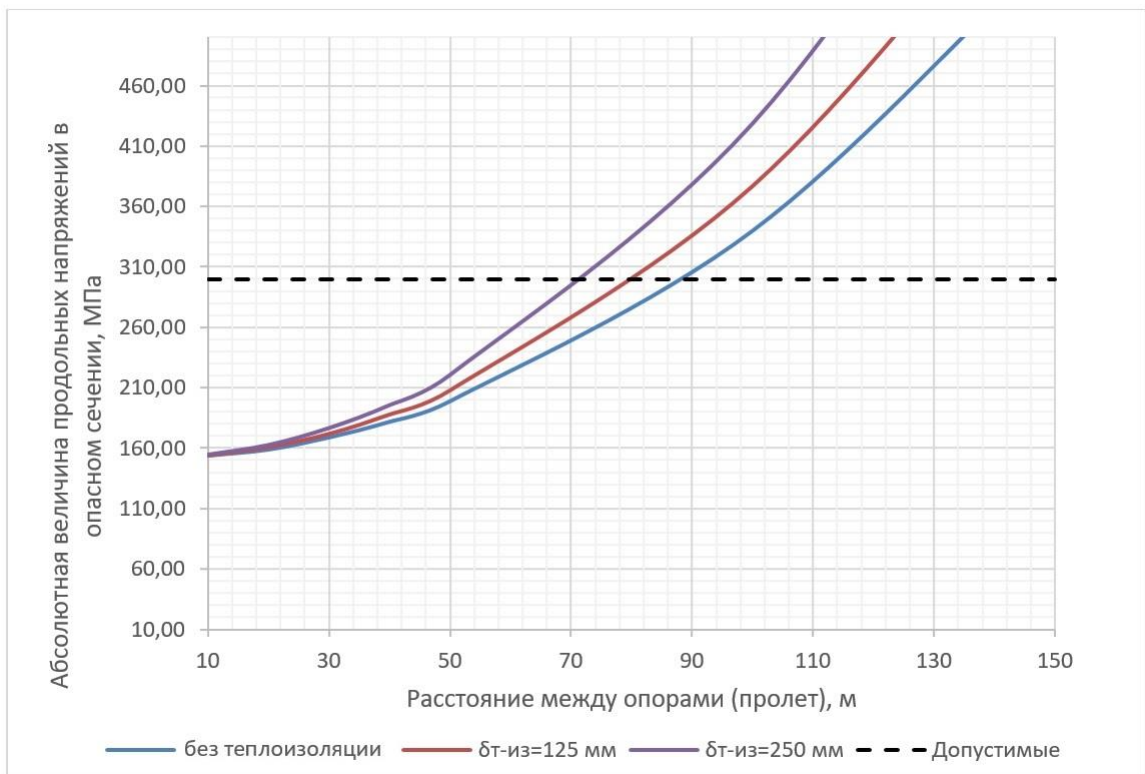


Рисунок 2.19 – Результаты расчета НДС при укладке упругим изгибом в направлении обратном стреле пролета (монтаж при $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Важно, что во всех рассмотренных случаях, наличие теплоизоляции лишь ухудшало условия нагружения. Кроме того, она увеличивает как стоимость самого трубопровода, так и объемы земляных работ. Опоры и крепления для теплоизолированных труб большего диаметра также более дорогостоящие.

2.5 Результаты определение оптимальных параметров укладки в зависимости от диаметра и толщины теплоизоляции трубопровода

На основании вышеописанной методики и алгоритмов расчета выполнено моделирование НДС участка, по результатам которого определены оптимальное количество и шаг расстановки опор для различных диаметров трубопровода с учетом нагрузок от веса изоляционного покрытия (Таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Напряжения в опасном сечении (на опоре), МПа

Пролет, м	без теплоизоляции	$\delta_{т-из}=125$ мм	$\delta_{т-из}=250$ мм
Наружный диаметр 630 мм			
10	142	142	144
20	150	154	154
30	171	177	180
40	197	208	211
50	230	247	253
100	504	576	592
150	963	1123	1160
Наружный диаметр 720 мм			
10	125	125	127
20	132	136	136
30	150	155	158
40	172	183	185
50	201	217	222
100	441	504	518
150	845	985	1018

Пролет, м	без теплоизоляции	$\delta_{\text{Т-ИЗ}}=125$ мм	$\delta_{\text{Т-ИЗ}}=250$ мм
Наружный диаметр 820 мм			
10	109	109	110
20	115	118	118
30	131	136	138
40	151	160	162
50	176	189	194
100	385	440	453
150	737	860	889
Наружный диаметр 1020 мм			
10	88	88	89
20	93	96	96
30	106	110	112
40	122	129	131
50	142	153	157
100	311	356	366
150	596	695	718
Наружный диаметр 1220 мм			
10	73	73	74
20	78	80	82
30	88	91	96
40	101	107	115
50	118	127	140
100	259	296	348
150	494	576	694
Наружный диаметр 1440 мм			
10	62	62	63
20	66	68	68
30	75	78	79
40	86	91	93
50	101	109	111
100	221	253	260
150	422	492	509

Результаты расчетов для вариантов без тепловой изоляции, при использовании тепловой изоляции толщиной 125 мм и толщиной 250 мм представлены на Рисунках 2.20-2.22.

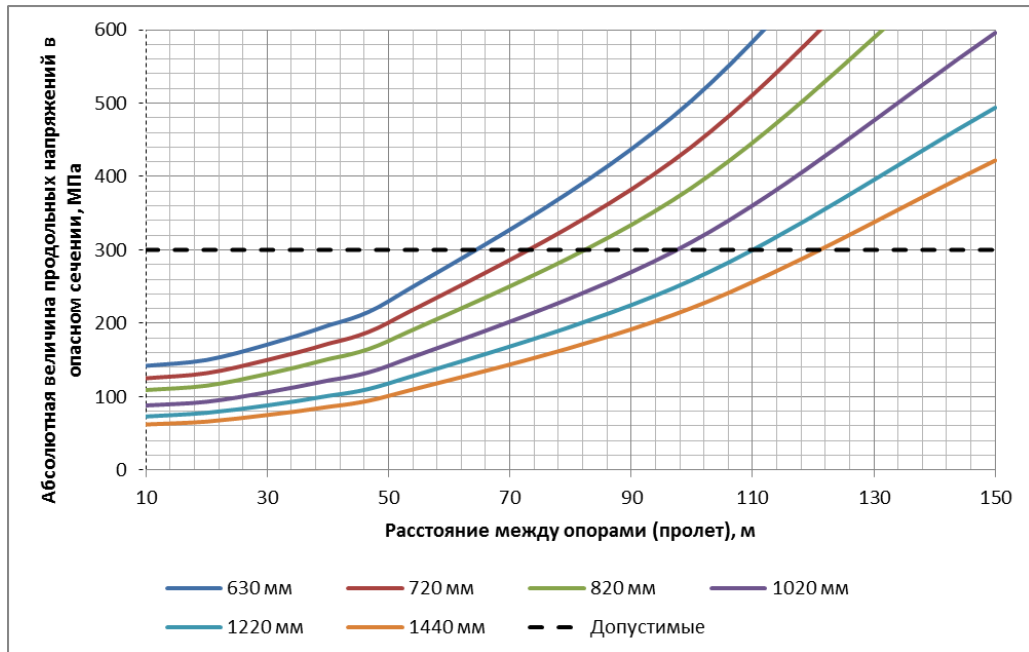


Рисунок 2.20 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при различном шаге опор при отсутствии тепловой изоляции

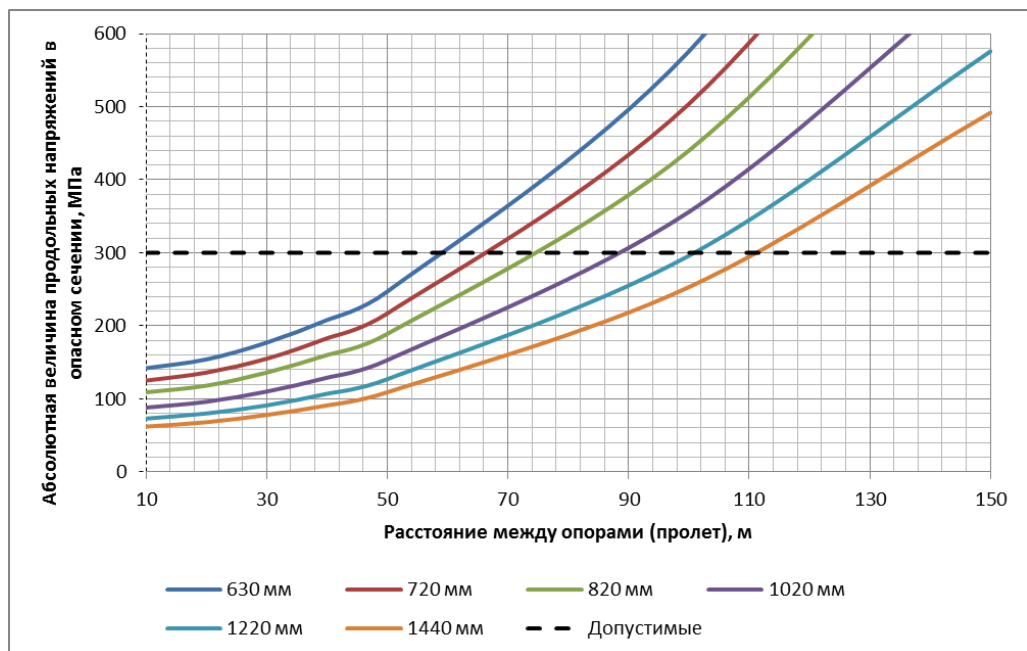


Рисунок 2.21 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при различном шаге опор при толщине тепловой изоляции толщиной 125 мм

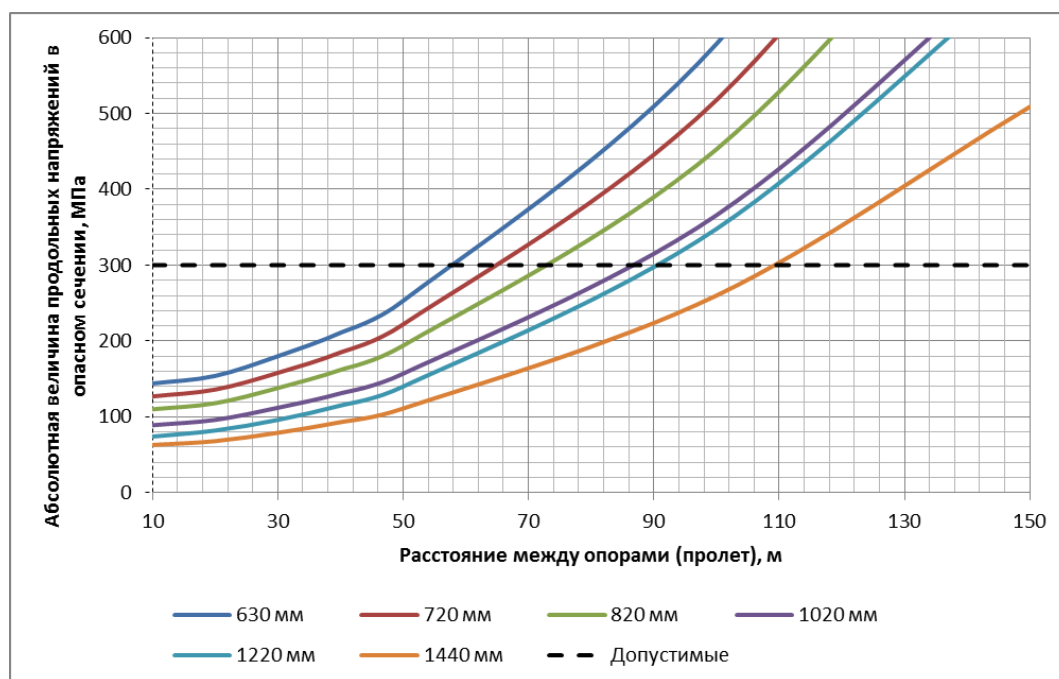


Рисунок 2.22 – Напряженно-деформированное состояние трубопровода при различном шаге опор при толщине тепловой изоляции 250 мм

Таким образом, определено оптимальное расстояние между опорами для подземного участка газопровода в оттаявшем грунте. Его значение для газопроводов различных диаметров с различной толщиной теплоизоляции представлено в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Оптимальный пролет между опорами подземного газопровода в оттаявшем грунте, м

Толщина теплоизоляции	Диаметр трубопровода, мм					
	630	720	820	1020	1220	1440
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

По результатам выполненного моделирования НДС теплоизолированного подземного газопровода получены оптимальные параметры укладки, отвечающие минимально необходимому количеству опор и толщине теплоизоляции труб.

Выводы по главе

1. Разработана многофакторная математическая модель для определения напряженно-деформированного состояния подземного участка магистрального газопровода, проложенного в слабонесущих и сезонно-талых мерзлых грунтах, позволяющая определить места расположения опасных сечений в трубопроводе под воздействием непроектных знакопеременных нагрузок, как при образовании термокарста (провисание – максимальные растягивающие напряжения находятся в верхней образующей на опоре), так и при обводнении траншеи (всплытие – максимальные растягивающие напряжения в нижней образующей на опоре).

2. Определено оптимальное расположения анкерных устройств трубопровода методом конечных элементов с применением ANSYS. При отсутствии дополнительных нагрузок для трубопровода без изоляции расстояние между опорами должно быть не более 110 м, для трубопровода с теплоизоляцией толщиной 125 мм расстояние между опорами должно быть не более 100 м, для трубопровода с теплоизоляцией толщиной 250 мм расстояние между опорами должно быть не более 90 м.

3. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода с учетом температурных напряжений показал существенное влияние температуры монтажа захлеста при замыкании плети, которое может быть снижено за счет выбора направления и ограничения величины радиуса упругого изгиба оси трубопровода.

3 РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНОЙ ОПОРЫ ДЛЯ ТОЧЕЧНОГО ЗАКРЕПЛЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА ПРИ ПРОКЛАДКЕ НА УЧАСТКАХ ТРАССЫ С ОСТРОВНОЙ И ПРЕРЫВИСТОЙ МЕРЗЛОТОЙ

3.1 Анализ существующих инженерно-технических средств обеспечения устойчивости подземного участка газопровода в слабонесущих грунтах

В первой главе был рассмотрен существующий на данный момент опыт в области обеспечения устойчивости подземного участка газопровода. На основании этого анализа можно заключить следующее.

Способ закрепления трубопровода с помощью грунта в контейнерах или мешках является достаточно трудозатратным, поскольку необходимо проводить работы по заполнению грунтом данных средств балластировки. При этом есть риск их открепления или сползания при значительном протаивании грунта. Другими словами, есть вероятность, что данные способы закрепления откажут.

В настоящее время известны промежуточные опоры различной конструкции и формы (катковые, скользящие, подвесные), на которые укладываются трубы при надземной прокладке. Устройство всех видов опор, кроме свайных, осуществляют непосредственно на поверхности земли, или же на подготовленных призмах из галечникового или гравийного грунтов, крупного песчаного или гравелистого грунта. Допускается также и применение местных суглинистых и супесчаных оттаявших грунтов. Требуемую высоту насыпных призм грунта определяют с учетом данных по профилю трассы трубопровода и проектным отметкам поверхности земли. При разработке профилей трассы необходимо обеспечить максимально близкое по возможности расположение трубопровода к поверхности земли, для того чтобы полностью исключить или снизить объемы срезки грунта для сохранения естественной поверхности.

Низко устроенные свайные опоры для размещения на них трубопровода применяются на участках трассы с грунтами, подверженными сильным сезонным

деформациям морозного пучения, значительным просадкам, которые способны привести к потере устойчивости трубопровода, а также и на участках переходов трубопровода через естественные препятствия: реки, ручьи, озера, овраги. Сваи под опоры стоит принимать из железобетонных конструкций и закладывать ниже уровня слоя сезонного оттаивания грунтов на определенную расчетом глубину, но не менее чем на 1 м. При прокладке трассы «змейкой» (зигзагообразно), также необходимо использовать подвесные опоры.

На участках трассы с уклоном местности до 10° рекомендуется применять надземный способ прокладки трубопроводов с использованием специальных скользяще-подвесных опор.

Применение различных видов надземных опор значительно осложняет проектирование и строительство трубопровода, общая стоимость и время сооружения трубопровода кардинально увеличивается. Более того, надземные опоры могут разрушиться при сильных непредвиденных природных процессах, и при разрушении нескольких опор нарушается положение протяженного участка трубопровода. Поэтому в определенных условиях использование надземных опор не является оптимальным решением.

Использование широких траншей также является малоэффективным, поскольку их эффективность в данных условиях быстро падает со временем.

Таким образом, с практической точки зрения, при островном характере мерзлоты наиболее оптимальным является использование анкерных устройств для подземного закрепления трубопровода. Однако традиционные анкерные устройства в условиях мерзлых грунтов имеют недостаток в плане влияния ореола протаивания на надежность закрепления анкеров.

Использование подвесных опор для обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах.

Одним из способов обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах может быть применение подвесных опор.

Так, к примеру, конструкция подвесной опоры для магистрального нефтепровода, разработанная для ПАО «Транснефть» [66] для осложненных просадками участков прокладки. Недостатком данной опоры можно считать неспособность обеспечить проектное положение трубопровода при всплытии подземного участка в обводненной траншее после оттаивания мерзлых пород (Рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Подвесная опора (патент ПАО «Транснефть»)

В теплоэнергетической отрасли существуют более сложные подвесные опоры (Рисунок 3.2), отличающиеся наличием пруженного натяжителя подвесной части опоры, который в том числе препятствует всплытию трубы. Однако данная конструкция, подразумевает ее полуподземное расположение, так, чтобы пружина-амортизатор находилась на поверхности, что потребует значительного увеличения объемов земельных работ, сильно усложнит процесс проектирования трассы и приведет к удорожанию строительства.



Рисунок 3.2 – Подвесная опора для трубопроводов теплотрасс

Обеспечение устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах анкерными устройствами

Надежным и эффективным методом обеспечения устойчивости трубопроводов является применение различных анкеров (Рисунок 3.3).



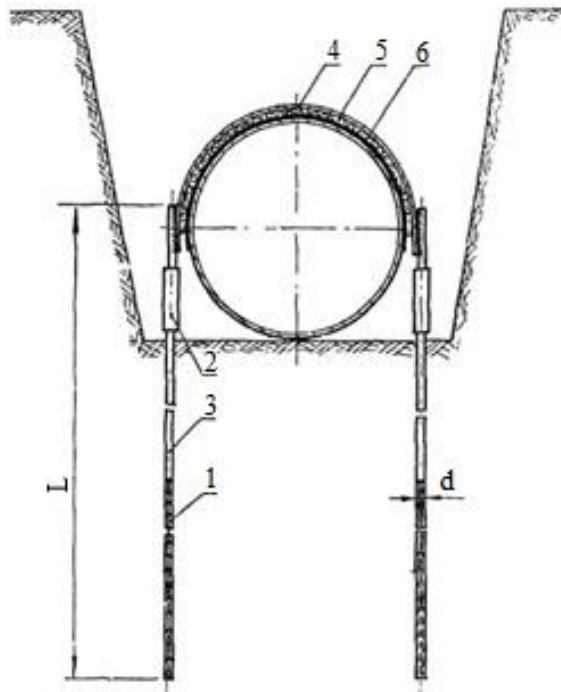
Рисунок 3.3 – Точечное закрепление трубопроводов анкерными устройствами

Одними из разновидностей подобных анкеров являются вмораживаемые анкеры [24].

Вмораживаемые стержневые анкеры погружаются методом парооттаивания грунта, их применяют в твердомерзлых грунтах глинистого типа, пылеватых и мелких песках с содержанием крупнообломочных включений не более 15 % при среднегодовой температуре грунта на глубине погружения анкера от минус 1,5 °С и ниже; а также в грунтах с льдистостью менее 0,4 и в грунтах со степенью заторфованности не выше 0,25.

При монтаже в мерзлые грунты, характеризующиеся при оттаивании-промерзании проявлением свойств морозного пучения, вмораживаемые анкерные устройства снабжаются компенсаторами для снижения усилий, действующих на анкеры до безопасных уровней.

Стержневое анкерное устройство (Рисунок 3.4) представляет собой конструкцию, состоящую из двух стержневых анкеров 1, двух компенсаторов 2, штанг 3, соединяющих между собой стержневые анкеры с компенсаторами, силового пояса 4, футеровочного мата 5 и прокладки 6.



- 1 - стержневой анкер; 2 - компенсатор; 3 - штанги, соединяющие каждый стержневой анкер с компенсаторами 2; 4 - силовой пояс; 5 - футеровочный мат; 6 - прокладки.

Рисунок 3.4 – Вмораживаемое стержневое анкерное устройство

Стержневой анкер 1 представляет пруток, выполненный из арматурной стали с периодическим профилем класса АIII.

Посредством вмораживания прутка в многолетнемерзлые толщи грунта-основания обеспечивается высокая несущая способность анкера по грунту $\Phi_{\text{анк}}$.

При воздействии нагрузок на участки трубопровода из-за деформаций, вызванных морозным пучением грунта компенсатор 2 должен ограничивать выдергивающую нагрузку на стержневой анкер усилием R_k , при достижении которого происходит срабатывание компенсатора.

Усилие, при котором происходит срабатывания компенсатора R_k остается постоянным в случае вертикального перемещения трубопровода, вызванного силами деформаций морозного пучения оттаивающего грунта.

Силовой пояс 4 обеспечивает передачу нагрузки от закрепленного участка трубопровода через компенсаторы 2 на стержневые анкеры 1.

В целом, мероприятия и этапы технологии по закреплению трубопровода вмораживаемыми стержневыми анкерными устройствами выглядят следующим образом. Закрепление в мерзлом грунте трубопровода стержневыми анкерными устройствами осуществляется сразу после укладки трубопровода на проектные отметки траншеи. Погружение стержневых анкеров допускается производить до завершения работ по укладке трубопровода. При этом необходимо провести мероприятия, направленные на предотвращение рисков повреждения изоляции в процессе укладки трубопровода.

Перед установкой анкерных устройств производят подготовительные работы, которые включают в себя:

- поставку анкерных устройств и комплекующих;
- отбраковку поврежденных при доставке и хранении комплектов свай;
- приварку компенсаторов к стержневым анкерам если компенсаторы не были скреплены со стержневыми анкерами заводом-изготовителем;
- определение оптимальных мест под установку анкерных устройств;

- проверка параметров траншеи в местах для предполагаемой установки анкерных устройств (минимальная ширина траншеи по дну должна быть как минимум на 1 м больше чем, диаметра трубопровода);

- доставку к месту производства работ комплектов анкерных устройств.

Технология закрепления трубы анкерным устройством включает:

- протаивание скважины в мерзлом грунте с использованием паровой иглы и погружение в них стержневых анкеров (погружение должно производиться одновременно с протаиванием скважины);

- укладку футеровочного мата на трубопровод;

- монтаж силового пояса, приварка и сборка со стержневыми анкерами;

- гидроизоляцию мест крепления трубопровода к опорам битумом.

Последовательность погружения в грунт стержневых анкеров:

- на стрелу установки подвешивают паровую иглу и стержневой анкер. после чего поднимают их в строго вертикальном положении. В процессе погружения паровой иглы в толщи мерзлого грунта давление пара увеличивают до уровня 1,5 - 2,0 МПа, температура пара должны поддерживать в пределах 160 - 180 °С. Паровую иглу и стержневой анкер погружают без дополнительных нагрузок, только под действием собственного веса. На участках, где погружение идет медленно, паровую иглу можно периодически передвигать вверх и вниз;

- после достижения проектной глубины укладки стержневой анкер может быть отцеплен от стрелы;

- без изменения положения стрелы, к ней прицепляют верхний конец еще одного стержневого анкера, который также поднимают стрелой установки для обеспечения вертикального положения, одновременно идет извлечение паровой иглы из разработанной скважины. При извлечении из скважины паровой иглы подачу пара в нее прекращается;

- паровую иглу и стержневой анкер скрепляют проволочным хомутом в нижней части и заводят к месту установки;

- для следующего стержневого анкера операцию по погружению полностью повторяют;

- по мере строительства трубопровода установку с подвешенными на ее стреле паровой иглой и стержневым анкером, прицеп, груженный стержневыми анкерами и установку для пропаривания, перемещают вдоль линии трассы трубопровода к месту установки очередной опоры. В момент их переход между позициями паровую иглу и анкер необходимо удерживать, чтобы не допускать возможность их раскачивания.

Обеспечение устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах с использованием вакуумных устройств

Одним из эффективных методов обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах является использование вакуумных устройств. Вакуумные устройства впервые были предложены в начале 1950-х годов разработчиком Kjellman [122]. Однако одним из ограничений их использования являлось обеспечение заданного давления вакуума, иначе говоря, проблема герметичности [115].

В 1970-х годах, по мере решения данной проблемы, вакуумные устройства стали широко использоваться для обеспечения устойчивости сооружений в слабонесущих грунтах.

Применение вакуумных устройств имеет ряд преимуществ, в частности, обладает малым временем установки и высокой экологичностью. [114].

Тем не менее, существуют и некоторые недостатки:

- время консолидации грунтов является относительно длительным для некоторых слабых грунтов (в особенности глины) из-за его низкой проницаемости, что приводит к высокой продолжительности установки вакуумных устройств

- вакуумное давление резко уменьшается по глубине, что приводит к низкой эффективности при большом заглублении устройств. [124, 138].

Перспективным является метод, сочетающий технологию использования вакуумных устройств с пневматическим разрывом пласта.

Согласно данному методу воздух под высоким давлением нагнетается в грунт до образования трещин. Это позволяет увеличить проницаемость для слабых грунтов и повысить устойчивость вакуумных устройств. [108, 140].

В технологии пневморазрыва (Рисунок 3.5) используется вакуумный насос, вертикальные и горизонтальные трубы. Для реализации пневматического разрыва пласта используется компрессор высокого давления.

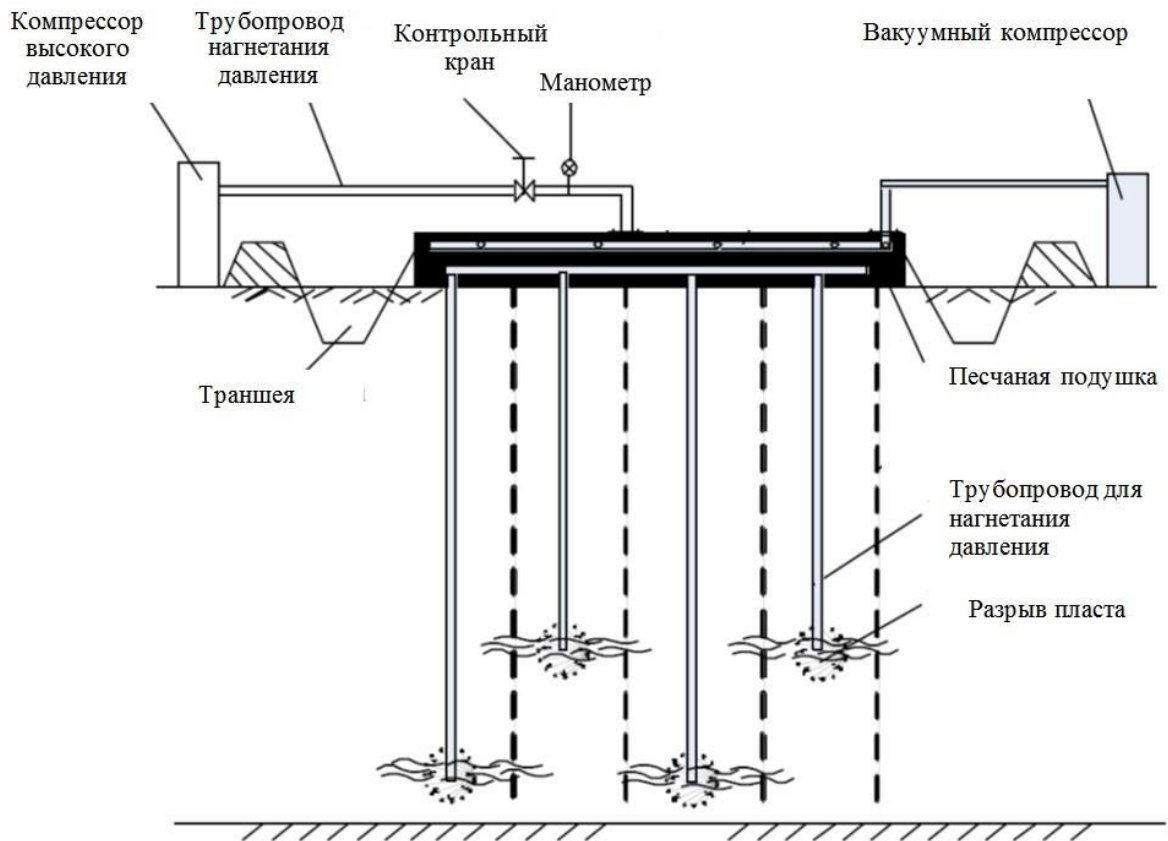


Рисунок 3.5 – Обеспечение устойчивости грунта с использованием вакуумной установки

Применение винтовых свай для обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

Одним из распространенных методов обеспечения устойчивости магистрального трубопровода является применение винтовых свай (Рисунок 3.6).

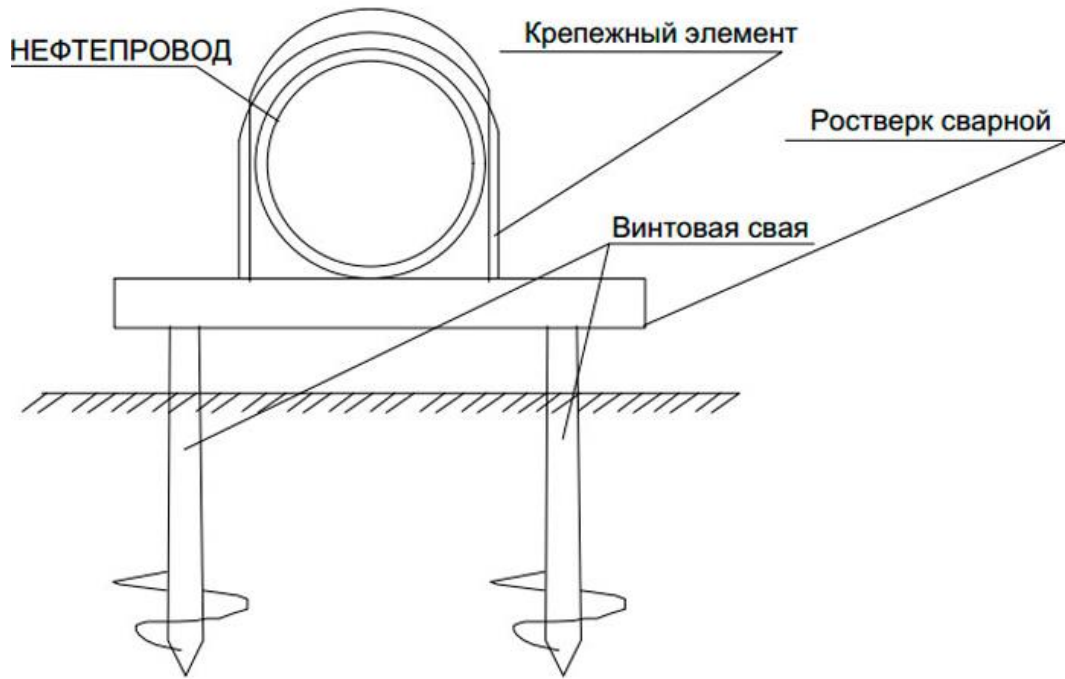


Рисунок 3.6 – Эскиз фундамента на винтовых сваях

Преимущества применения винтовых свай (Рисунок 3.7) в магистральном строительстве следующие:

1) Скорость монтажа. В сравнение с традиционными железобетонными сваями, или буронабивными сваями значительно производительней завинчивать винтовые сваи. Скорость монтажа, особенно на крупных объектах, позволяет сократить сроки монтажа фундаментов на целые месяца, без потери качества и при использовании того же количества людей и спец техники.

2) Технологичность. Не требуется производить подготовительное бурение и выемку грунта перед погружением свай.

3) Усадка винтовых свай после завинчивания фактически равно нулю. Что позволяет монтировать трубопровод сразу после завинчивания.

4) Возможность проведения работ в труднодоступных и не доступных обыкновенной технике местах. Для проведения монтажных работ используются специальные вращатели на базе транспорта высокой проходимости. Важно, что нет необходимости в организации постоянного сообщения с монтажной бригадой, так как нет необходимости в постоянном подвозе бетона и прочих материалов.



Рисунок 3.7 – Трубопровод на винтовых сваях

Винтовые анкеры первоначально использовались для предотвращения всплытия трубопровода в 1950-х годах. Винтовой анкерный узел состоит из двух винтовых анкерных валов и седла трубы. Если оба винтовых анкера должны быть установлены одновременно, используются противоположно вращающиеся шаги. Эта техника предотвращает развитие высокого крутящего момента на установочном оборудовании или вращение седла во время установки.

Поскольку удерживающая способность винтового анкера зависит от свойств почвы, встречающейся под маскегом, для проектирования необходимы точные данные о грунте.

Исследование почвы и сбор данных позволяют снизить затраты на строительство за счет применения точных свойств почвы, а не консервативных оценок при проектировании анкеров. Тем не менее, существует экономический предел для усилий, которые должны быть применены к сбору данных.

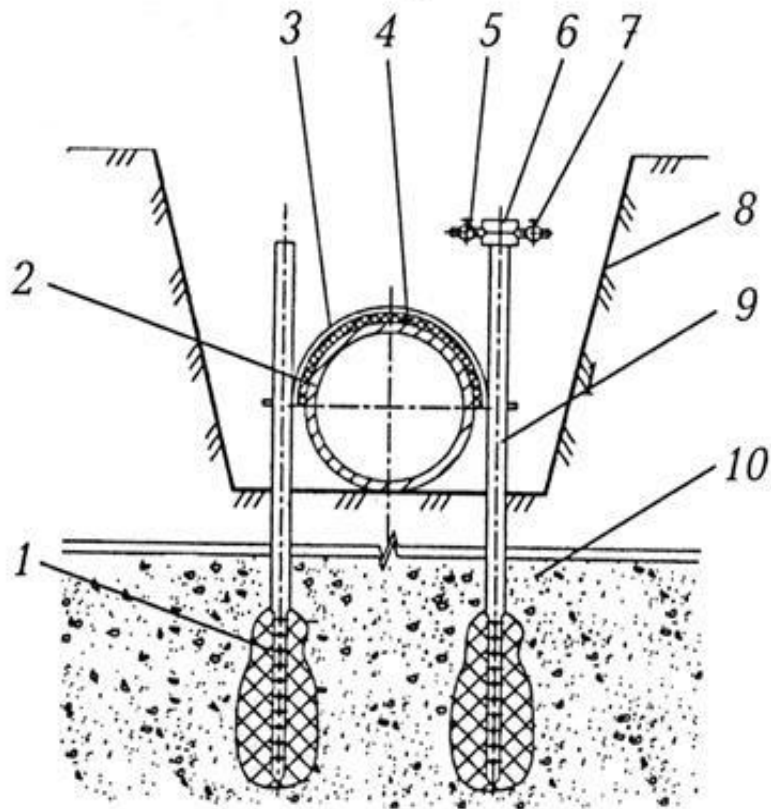
Относительную меру прочности на сдвиг грунта можно определить, вставив в землю специальный стальной зонд. Зонд представляет собой шнек непрерывного действия с диаметром 38 мм и длиной 400 мм, который установлен на тонком стальном валу. Зонд ввинчивается в землю на желаемую глубину, производится измерение крутящего момента, необходимого для продвижения зонда, и анализируются данные. Максимальное расстояние между узлами винтовых анкеров определяется рабочей нагрузкой каждого вала винтового анкера. Неправильно установленный винтовой анкер не может противостоять выталкивающей силе и может выйти из строя, что приведет к отклонению положения трубопровода вверх.

Экономическое преимущество винтовых анкеров по сравнению с железобетонными утяжелителями увеличивается с увеличением диаметра трубы. Следует отметить, что для каждого отдельного анкерно-анкерного узла требуется больше рабочей силы, чем при применении железобетонных утяжелителей.

Применение анкер-инъекторов для обеспечения устойчивости магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

Для закрепления подземных участков трубопровода в многолетнемерзлых грунтах на проектном уровне в траншеях могут применяться анкер-инъекторы (Рисунок 3.8).

При использовании анкер-инъекторов их погружают на расчетную глубину от 4 до 8 м в зависимости от свойств и типа минерального грунта. После их погружения на проектный уровень заложения осуществляют инъектирование специально приготовленного вяжущего грунт материала, подаваемого через тяги анкера и его перфорированные нижние части. Вяжущий материал закачивается через штуцер сменного разъемного оголовка анкера. В качестве эффективного вяжущего вещества, закрепляющего грунт, могут использоваться цементные растворы, битумы и смолы, приготовленные на основе их мастики, силикаты натрия, а также другие жидкие водонерастворимые быстротвердеющие вещества.



1 – вяжущий инъецируемый в анкер материал, образующий «корень анкера»;
 2 – подземный трубопровод; 3 – силовой удерживающий пояс (полухомут);
 4 – защитный коврик и футеровочный мат по силовой пояс; 5 – первый штуцер, через который подается вяжущий материал; 6 – корпус сменного оголовка анкера;
 7 – второй штуцер, через который подается вяжущий материал; 8 – траншея, разработанная в мерзлом грунте; 9 – тяга анкера; 10 – мерзлый грунт

Рисунок 3.8 – Способ баллаستировки трубопровода анкер-инъекторами

Подаваемое через полости в тягах анкера вяжущее вещество постепенно затвердевает, и закрепляя окружающий грунт образует «корень» анкера, размеры которого (фактические длина и диаметр) будут определять уровень несущей способности анкерного устройства.

Силовые пояса соединяются с анкерными тягами с помощью сварки или специальных самозаклинивающихся элементов. Тягу приваривают к поверхности силового пояса, изготовленного из полосы углеродистой или низколегированной стали. Места контакта тяги анкера и силового пояса должны изолироваться с помощью липких полимерных лент не менее, чем в два слоя.

С целью увеличения удерживающей способности опор, использующих винтовые анкерные устройства, также допускается возможность закачивания закрепляющего вяжущего материала через полости тяг анкера, представляющего перфорированную трубу с диаметром от 57 до 76 мм. При этом, положительным фактором является восстановление структуры разрушенного при ввинчивании наконечника анкерного устройства грунта заполнением его вяжущим веществом. При затвердевании вяжущего материала водостойчивость и удерживающая способность закрепленного грунта значительно увеличивается.

Балластировку подземных трубопровода с помощью анкер-инъекторов и винтовых анкерных устройств повышенной удерживающей способности также можно использовать на обводненных прямолинейных и криволинейных участках трассы в летнее и в зимнее время.

Закрепление подземных участков трубы на проектном уровне можно использовать и на болотах глубиной, равной глубине траншеи или меньше неё, с устройством подстилающих минеральных грунтов для надежной работы анкерных опор, а также и в пойменных и периодически обводняемых подтапливаемых зонах.

Использование свайных фундаментов и геосинтетической арматуры

Первым объектом, укрепленным сваями и геосинтетической арматурой, является насыпная набережная построенная в 1972 году в долине Ин-Гота-Эльв в Швеции [118]. Автобусный переулок Monnickendam является первой голландской свайной набережной, построенной в 2000 году. С тех пор по всему миру было построено много сооружений с подобным усилением.

Данный способ сооружения (Рисунок 3.9) состоит из усиленной насыпи на свайном основании. Армирование состоит из одного или нескольких горизонтальных слоев геосинтетической арматуры, установленных в основании насыпи (Рисунок 3.10). Например, в упомянутой набережной это измельченный заполнитель или песок.

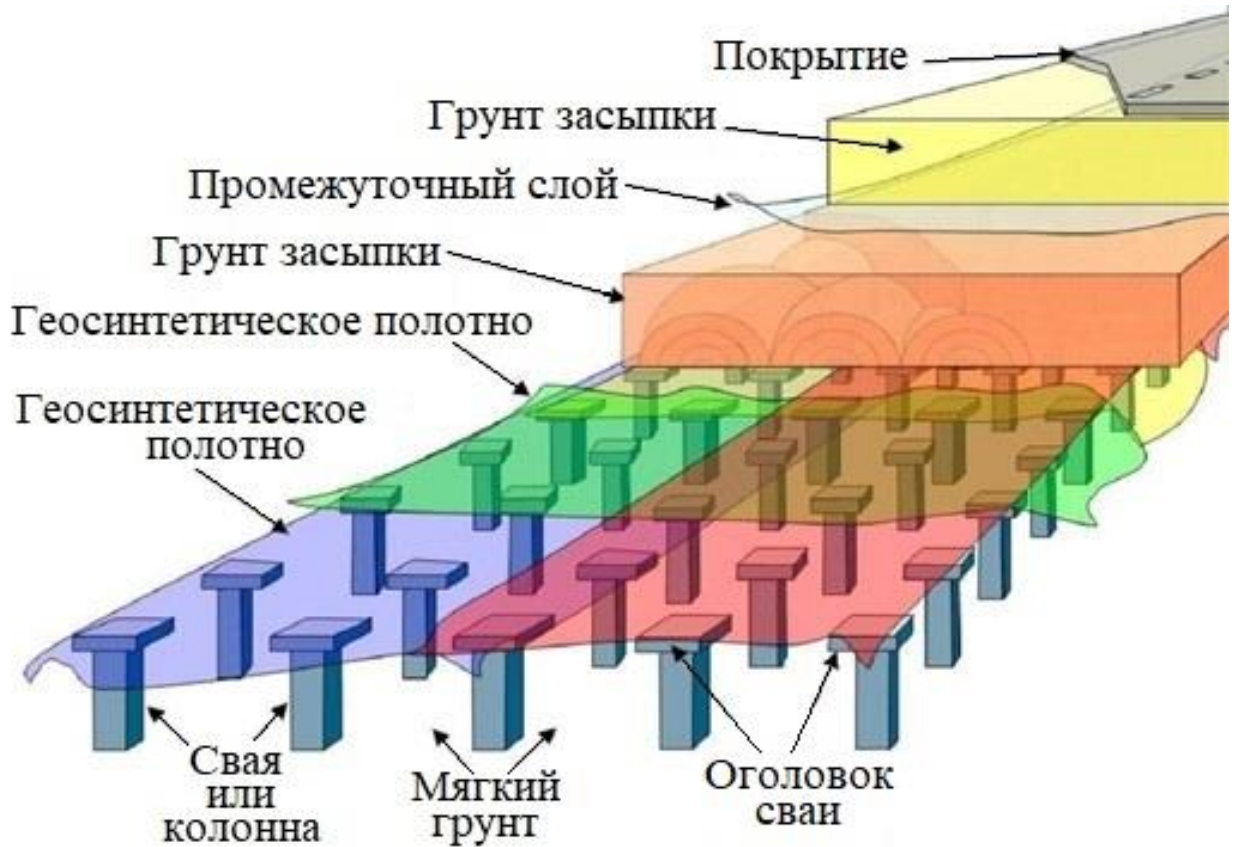


Рисунок 3.9 – Способ обеспечения устойчивости грунтов сваями и геосинтетической арматурой

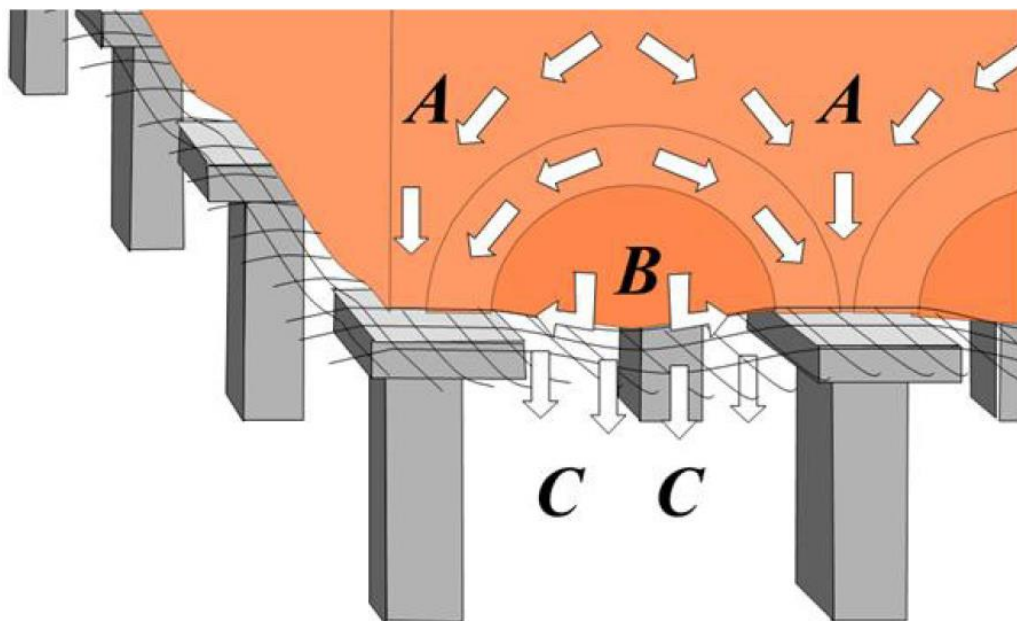


Рисунок 3.10 – Способ обеспечения устойчивости грунтов сваями и геосинтетической арматурой (распределение нагрузки)

Закрепление трубопровода заменой и подбивкой грунтов траншеи

Отдельным направлением обеспечения устойчивости трубопровода в слабонесущих грунтах – это закрепления при помощи грунта. Чтобы фиксировать грунт используют различные контейнеры и материалы (Рисунок 3.11).



Рисунок 3.11 – Точечное закрепление трубопроводов привозным грунтом

Один из способов закрепления слабых грунтов - применение такого геосинтетического материала, как геотекстиль. Геосинтетические материалы (геосинтети), представляют составные материалы, которые включают хотя бы одну составляющую из синтетических или натуральных полимеров, обеспечивающих повышение технических характеристик грунтов и элементов различных строительных конструкций. Геосинтетики выпускаются в виде готовых геосеток, геоматов, геомембран, геотекстилей, георешеток, и другой продукции плоской или трехмерных форм.

Геотекстиль представляет собой нетканый материал из бесконечных полипропиленовых волокон, обеспечивающих высокие физико-механические свойства, и стойкость к различным химически агрессивным соединениям. Он не подвержен гниению, воздействию биологических организмов, грибков и плесени, препятствует прорастанию в закрепляемом грунте корней.

Возможные преимущества применения геотекстиля при строительстве трубопроводов следующие: обеспечивает сохранность изоляционного покрытия трубопровода и балластирующих конструкций; способствует сохранению свойств

щебня в основании трубопровода; значительно сокращает осадку конструкции; препятствует вымыванию грунта в зоне трубопровода и предотвращает образование донной эрозии при подводной прокладке трубопровода.

В случаях строительства трубопровода в многолетнемерзлых грунтах геотекстиль может быть применен в качестве оболочки мата (подушки, заполненной щебнем и песком) на дне траншеи (Рисунок 3.12). Кроме того, для формирования более жесткого профиля основания трубопровода к щебню и песку внутри мата дополнительно может быть добавлено до 10% цемента. Использование оболочки из геотекстиля позволяет сохранить свойства щебня и песка в основании (они не вымываются, не смешиваются с местным грунтом и т.п.) и, как следствие, значительно сокращается осадка всей конструкции трубопровода.

Для предотвращения всплытия трубопроводов, прокладываемых на переходах через болота, на обводненных и заболоченных территориях; в поймах рек и русел малых водных преград, а также на многолетнемерзлых грунтах необходима балластировка трубопроводов (Рисунок 3.13).

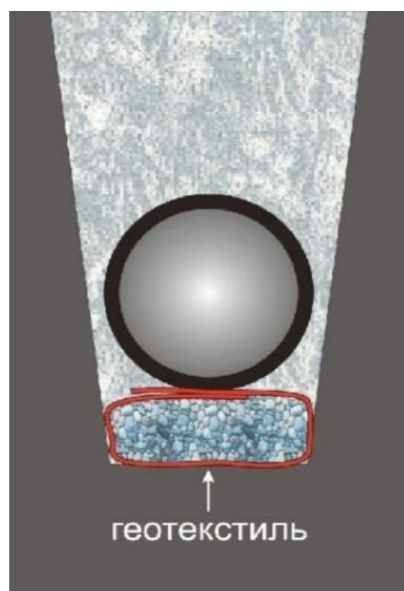


Рисунок 3.12 – Применение геотекстиля в качестве оболочки мата в основании трубопровода

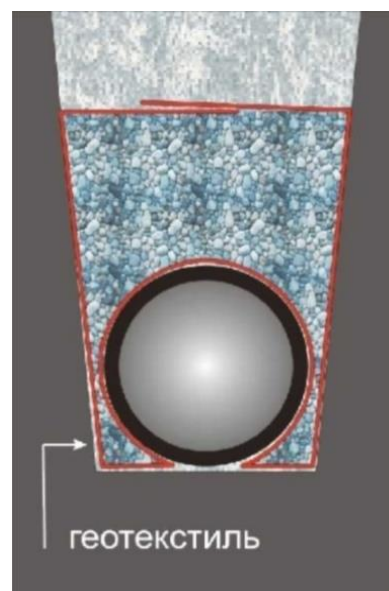


Рисунок 3.13 – Балластировка трубопровода минеральным грунтом в оболочке геотекстиля

Выбор конструкции балластировки трубопровода определяется проектом. Балластирующие конструкции обеспечивают устойчивость трубопровода на проектных отметках в заполненной водой траншее как в процессе строительства, так и при эксплуатации (Рисунок 3.14).

В качестве основы (оболочки) для таких конструкций тоже возможно применение геотекстиля. Геотекстиль образует разделительный слой что, препятствует загрязнению (смешиванию с местным грунтом) балластного материала, благодаря чему его способность распределять нагрузку не изменяется.



Рисунок 3.14 –Применение геотекстильных утяжелителей

Использование укрепляющих волокон и цементирования грунтов

Перспективным методом обеспечения устойчивости сооружений является способ укрепления слабых грунтов с помощью цемента.

Согласно Порбаха [130], обработанный цементом грунт обычно имеет более высокую прочность, более низкую проницаемость и контролируемую деформацию по сравнению с необработанным слабым грунтом.

В частности свойства глины, обработанной цементом, улучшаются главным образом благодаря химическому взаимодействию между цементом и частицами грунта и совершенствованию структуры почвенно-цементной матрицы [121]. Однако, обработанный цементом грунт также становится и более ломким [126].

В последние годы ряд исследователей, таких как Michalowski и Cermák [127] или Tang [136] использовали армирующее волокно для улучшения прочности и пластичности слабых грунтов с обработкой цементом и без него. Добавление волокон улучшает общие характеристики грунта, обработанной цементом, а особенно пластичность материала. Tang и соавторы объяснили, что эффект армирования волокна заключается в повышении способности переносить нагрузку от почвенно-цементной матрицы к телу волокна, которое соединяет почвоцементные кластеры и обеспечивает эффект перекрытия, предотвращая любые дальнейшие трещины в образце. Таким образом, большие трещины, которые обычно наблюдаются при разрушении грунта, обработанной цементом, заменяются более мелкими трещинами, что приводит к повышению пластичности материала.

Исследования показывают, что прочность на сдвиг обработанной цементом грунта увеличивается по сравнению с необработанным из-за эффекта цементации и образования цементационных связей [126]. Установлено, что обработанный грунт может достигать более высокого предела текучести по сравнению с необработанным при том же соотношении пустот при изотропном сжатии. Однако по мере того, как ограничивающие давления продолжают увеличиваться за пределы начального предела текучести, пористость уменьшается по мере разрушения почвенно-цементных кластеров, и цементационные связи начинают разрушаться. Кроме того, когда обработанный образец пластически деформируется при сдвиге, то прочность уменьшается из-за разрыва цементных связей или эффекта разрушения цементации [121].

Когда деформация сдвига становится значительно большей, цементационные связи полностью удаляются, следовательно, поведение

цементно-обработанного грунта аналогично необработанному грунту [135]. Nguyen и соавторы [129] предложили математическую модель эффекта цементации и ее деградации при повышении нагрузки на грунт.

3.2 Разработка конструкции подземной поры для закрепления участков газопровода в районах островного распространения мерзлоты

Постановка задачи

В целях совершенствования метода обеспечения устойчивости подземного участка газопровода, проложенного в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов, предлагается разработать новые конструкции опор.

При островном промерзании грунтов температура грунта близка к температуре протаивания, соответственно ореол протаивания может быть протяженным. Следовательно, его протяженность может влиять на значительную длину анкера, ослабляя его устойчивость. Таким образом, необходимо либо значительно заглублять анкера, либо увеличивать расстояние между трубопроводом и местом закрепления к анкерным устройствам.

Однако при разнесении в пространстве трубопровода и точек установки анкера появляется необходимость обеспечить надежное закрепление трубопровода к анкерному устройству.

В связи с этим появляется задача о разработке таких анкерных устройств, которые удалены от трубопровода, но при этом обеспечивают надежную механическую связь с ним.

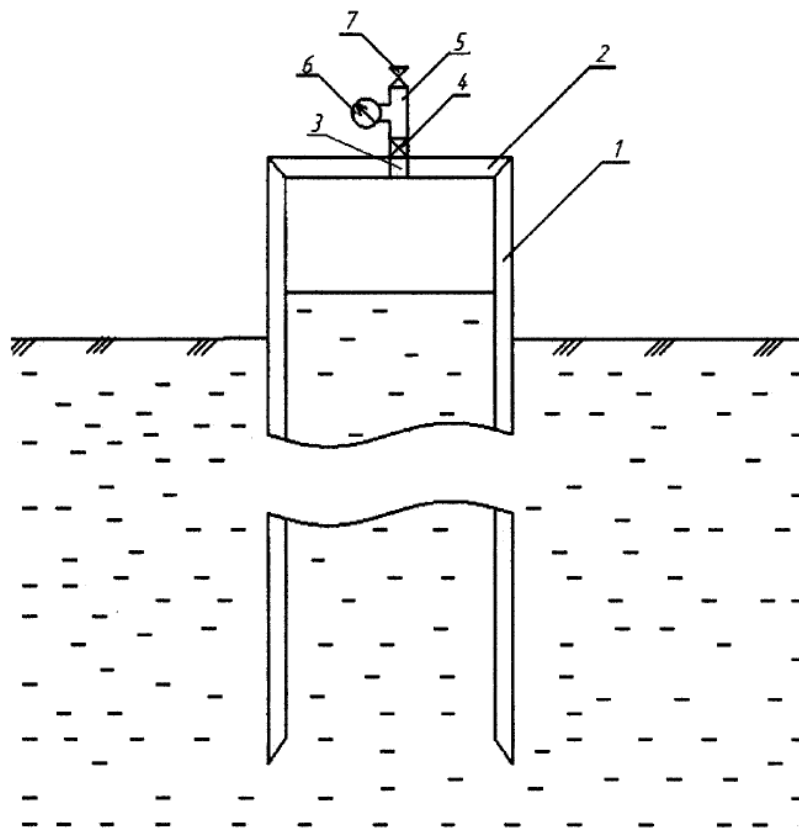
Для различных грунтовых условий были разработаны различные типы анкерных устройств.

Разработка вакуумного анкерного устройства

Для закрепления трубопроводов в условиях пересечения малых водотоков, заболоченной местности и обводненных грунтов была разработана и

запатентована конструкция вакуумного анкерного устройства, которая позволила бы повысить устойчивость газопроводов в зонах островного распространения мерзлых грунтов путем увеличения несущей способности анкера (приложение А).

Отличительной чертой разработанного устройства от винтовых анкеров заключается в том, что несущая способность анкера достигается не геометрическими параметрами конструкции, а силой «присоса», возникающей вследствие разности давлений между вакуумной камерой и окружающей средой (Рисунок 3.15). Анкерное устройство состоит из корпуса-трубы 1, заглушки 2, патрубка 3, крана 4, тройника 5, вакуумметра 6, клапана 7.



1 - корпус; 2 - заглушка; 3 - патрубок; 4 - кран; 5 - тройник;
6 - вакуумметр; 7 –клапан.

Рисунок 3.15 – Вакуумное анкерное устройство

Открытый снизу корпус 1 предварительно углубляют в грунт. В процессе монтажа образуется вакуумная камера, которая снизу ограничена поверхностью

грунта, сверху - заглушкой 2 с патрубком 3, по бокам - стенками корпуса. Через клапан 7 производится откачка воздуха, при этом в камере анкера происходит разрежение, и стенки корпуса дополнительно погружаются в грунт под действием усилия действующего на корпус из-за разности давлений. С помощью вакуумметра 6 контролируем давление в вакуумной камере, откачка осуществляется до тех пор, пока анкер не погрузится на требуемую глубину и давление не опустится до необходимого значения.

Вакуумное анкерное устройство, разработанное в рамках исследований по повышению эксплуатационной надежности подземных магистральных газопроводов в условиях островного распространения мерзлых грунтов, может быть использовано в качестве несущего элемента вместо традиционных свай в опорной конструкции для закрепления подземного трубопровода в слабонесущих грунтах. В многолетнемерзлых грунтах необходимо минимизировать деформации от выпучивания при различных процессах. Для этого такие грунты поддерживаются в стабильно-мерзлом состоянии установкой термостабилизаторов рядом с анкерным устройством.

Разработка свайной опоры для закрепления подземного трубопровода в слабонесущих грунтах

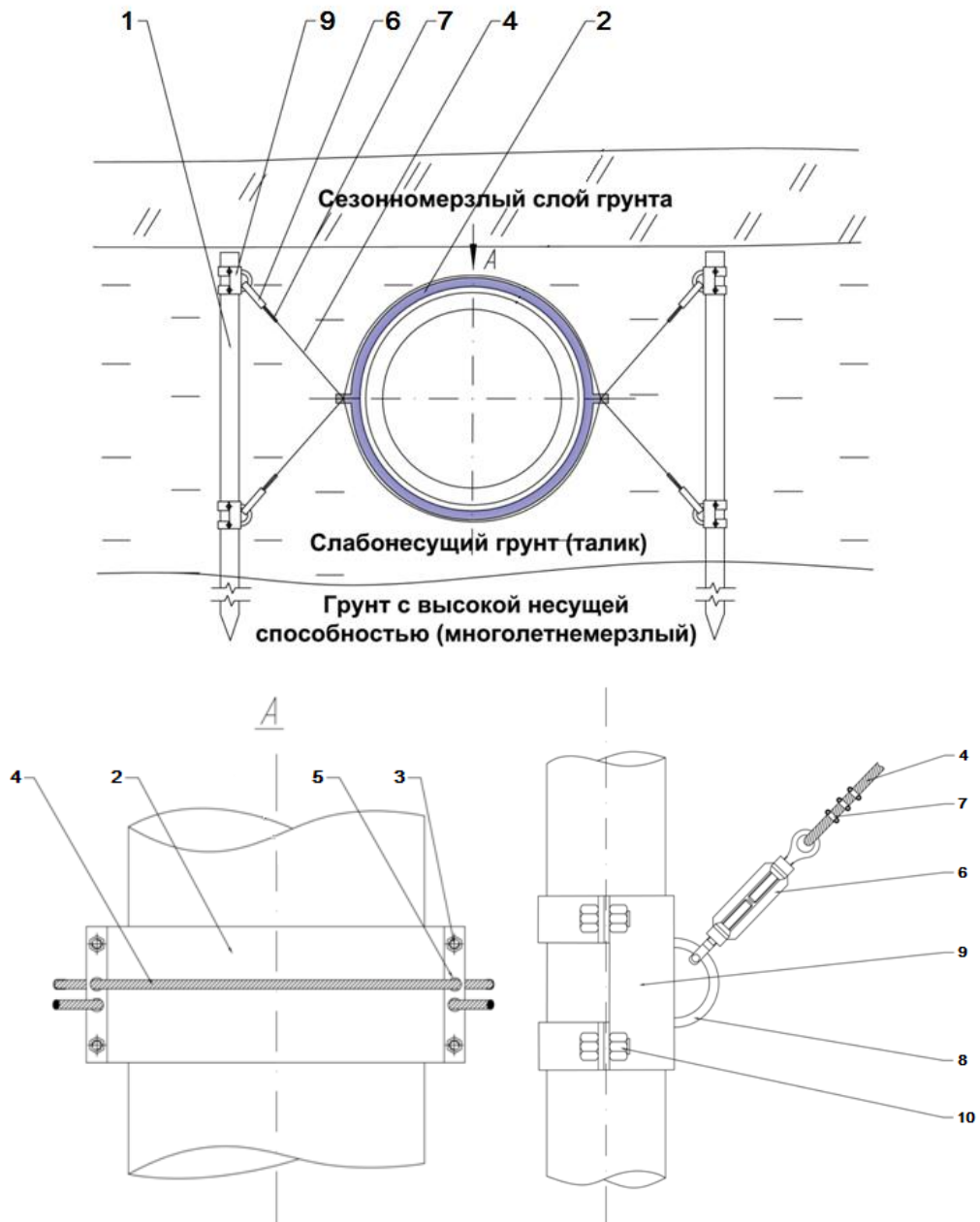
Прокладка трубопроводов в условиях островного распространения мерзлых грунтов осложнена участками со слабонесущими грунтами или с несквозными таликами [94, 98].

При эксплуатации магистрального трубопровода в слабонесущих грунтах возможна его просадка или всплытие и потеря продольной устойчивости, что приводит к увеличению напряженного состояния трубопровода.

Для этих условий было разработано и запатентовано устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах (приложение Б).

Его применение позволит обеспечить стабильное положение участков подземного трубопровода в слабонесущих грунтах.

На Рисунке 3.16 представлена принципиальная схема свайной опоры для применения в слабонесущих грунтах.



1 – свая; 2 – хомут; 3 – шпилька; 4 – трос; 5 – петля хомута; 6 – талреп; 7 – зажим;
8 – проушина закладного элемента; 9 – закладной элемент; 10 – болтовое
соединение; 11 – зажим; 12 – трубопровод

Рисунок 3.16 – Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода в слабонесущих грунтах

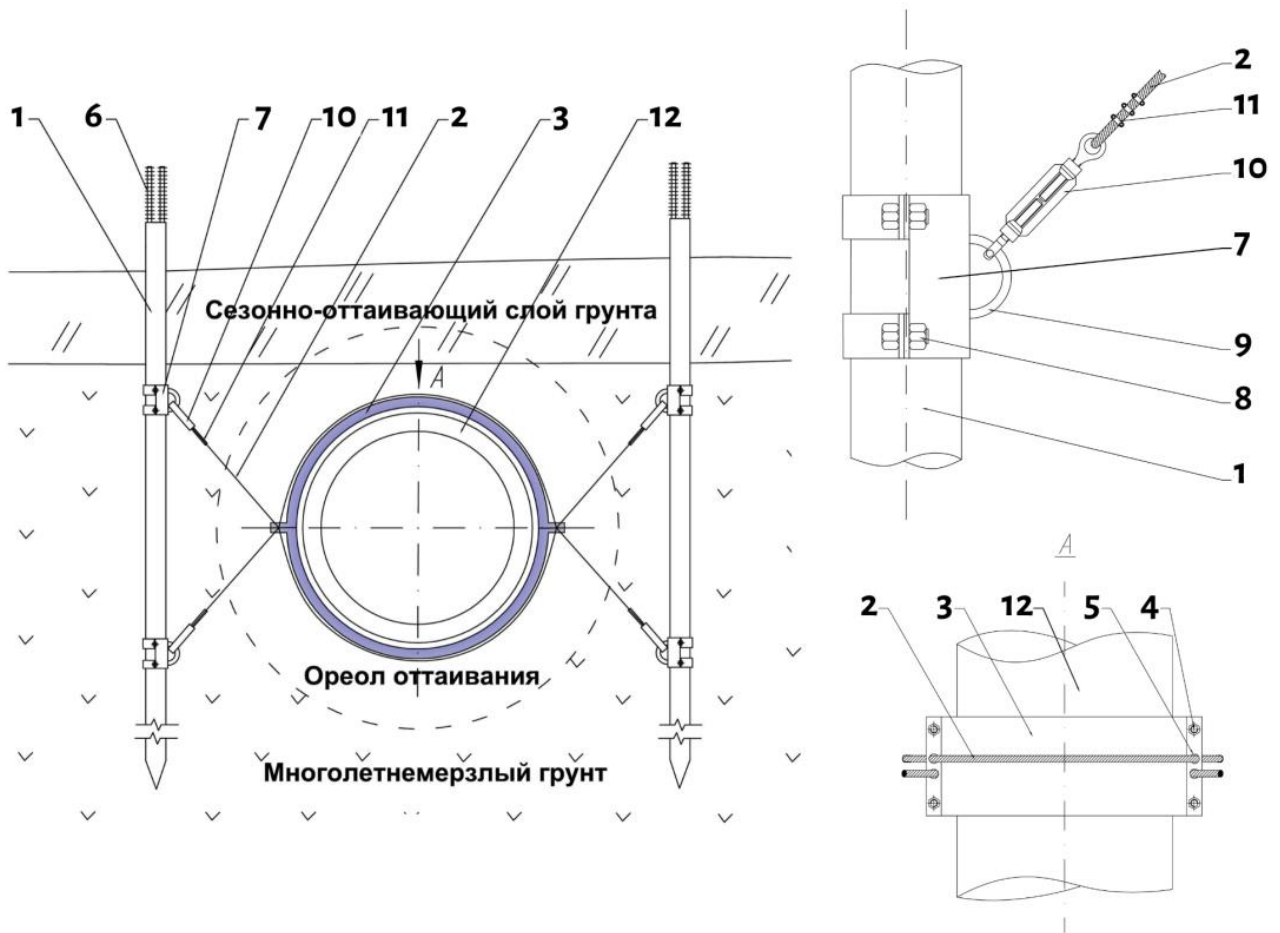
При установке устройства после рытья траншеи буровым механизмом пробуривают скважины для буронабивных свай 1. Буронабивные сваи 1 устанавливаются попарно через определенный промежуток по обе стороны трубопровода. Шаг установки устройств определяется расчетом, исходя от нагрузки и грунтовых условий. Параметры сваи 1 (длина, диаметр, армирование) определяются расчетом в каждом конкретном случае. Затем на трубопровод при помощи грузоподъемного средства с использованием шпилек 3 монтируется металлический хомут 2. Хомут выполнен разъемным, состоящим из двух половин трубы большего диаметра. Через петли 5 хомута 2 пропускаются два стальных троса 4, огибая трубопровод снизу и сверху. Концы стального троса 4 пропускают через ушко талрепа 6, загибаются в петлю и закрепляются зажимами 7. Вилка талрепа 6 крепится к проушине 8 закладного элемента 9, который устанавливается на буронабивную сваю 1 с помощью четырех резьбовых соединений 10. Натяжение стальных тросов 4 и положение трубопровода регулируется талрепами 6. Диаметр троса 4 и параметры талрепов 6 определяют расчетом, исходя из нагрузки. Антикоррозионная защита устройства осуществляется напыляемым полимерным покрытием, трос 4 изготавливается из нержавеющей стали и дополнительно защищается от коррозии с использованием мастик. После монтажа трубопровод и устройство засыпаются грунтом.

В процессе эксплуатации магистрального трубопровода сохраняется его проектное положение благодаря тому, что нижний и верхний тросы 4 предохраняют трубопровод от проседания и всплытия, а буронабивные сваи 1 передают нагрузку на нижние слои грунта с более высокой плотностью и несущей способностью.

Разработка свайной опоры для закрепления подземного трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Для условий многолетнемерзлых грунтов, когда растепление грунта является основным фактором, приводящим к потере устойчивости подземного

трубопровода, была предложена конструкция подземной свайной опоры, представленная на Рисунке 3.17.



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 3.17 – Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода

Основным несущим элементом устройства являются буронабивные сваи 1, устанавливаемые по обе стороны от трубопровода, с тягами в виде двух стальных тросов 2 и хомутом 3. Хомут 3, надеваемый на трубопровод 12, выполнен разъемным и изготовлен из трубы большего диаметра. Составные части хомута 3 стыкуются с помощью двух шпилек 4 с каждой стороны. Каждый из двух стыков имеет две петли 5 для прохождения стального троса 2. Буронабивные сваи оснащены термостабилизаторами (сезонно-действующими охлаждающими

устройствами) 6. Каждый конец стальных тросов 2 прикреплен к закладному элементу 7, который установлен на буронабивной свае 1 с помощью четырех болтовых соединений 8. Один из стальных тросов 2 огибает трубопровод сверху, а второй - снизу. Закладной элемент 7 имеет проушину 9 для закрепления на каждом конце стальных тросов 2 талрепа 10 в исполнении ВУ (вилка-ушко), служащего для регулировки натяжения троса 2, который продет через ушко талрепа 10, и петля зафиксирована зажимами 11.

Буронабивные сваи 1 устанавливаются таким образом, чтобы радиатор термостабилизатора 6 находился выше уровня поверхности земли.

При эксплуатации в многолетнемерзлых грунтах магистрального трубопровода вокруг него образуется ореол оттаивания и возможна его просадка или всплытие, что увеличивает напряженное состояние трубы.

При установке устройства после рытья траншеи буровым механизмом пробуривают скважины для буронабивных свай 1 с термостабилизаторами 6. Буронабивные сваи 1 устанавливают попарно через определенный промежуток по обе стороны трубопровода таким образом, чтобы радиатор термостабилизатора 6 находился выше уровня поверхности земли. Шаг установки устройств определяется расчетом исходя от нагрузки и грунтовых условий. Параметры сваи 1 (длина, диаметр, армирование, производительность термостабилизатора) определяются расчетом в каждом конкретном случае. Затем на трубопровод при помощи грузоподъемного средства с использованием шпилек 4 монтируется металлический хомут 3. Через петли 5 хомута 3 пропускаются два стальных троса 2, огибая трубопровод снизу и сверху. Концы стального троса 2 пропускают через ушко талрепа 10, загибаются в петлю и закрепляются зажимами 11. Вилка талрепа 10 крепится к проушине 9 закладного элемента 7, который устанавливается на буронабивную сваю 1 с помощью четырех болтовых соединений 8. Натяжение стальных тросов 2 и положение трубопровода регулируются талрепами 10. Диаметр троса 2 и параметры талрепов 10 определяют расчетом исходя из нагрузки. После монтажа трубопровод и устройство засыпают грунтом.

В процессе эксплуатации магистрального трубопровода вокруг него появляется ореол оттаивания, но проектное положение сохраняется благодаря тому, что нижний и верхний тросы 2 предохраняют трубопровод от проседания и всплытия, а буронабивные сваи 1 уходят глубже ореола оттаивания. Термостабилизаторы 6 позволяют сохранить мерзлое состояние грунта вокруг буронабивных свай 1.

3.3 Определение размеров и удерживающей способности устройства для обеспечения проектного положения трубопровода в мерзлых грунтах

На сегодняшний день существует большое количество разнообразных конструкций балластирующих устройств для подземного трубопровода в многолетнемерзлых грунтах.

Удерживающая способность этих устройств рассчитывается обычно по эмпирическим формулам, которые включают себя характеристики грунта, геометрические параметры устройств и, кроме того, эмпирические коэффициенты. Если речь идет о разработке новых конструкций или совершенствовании существующих необходимо выводить новые расчетные формулы для определения его удерживающей способности.

В соответствии с нормативными документами [83, 84, 85], при проведении расчетов оснований для устройства свайных фундаментов необходимо учитывать все силовые факторы в сочетании с неблагоприятными условиями влияния внешней среды, включая режимы подземных и поверхностных вод, изменение физико-механических свойств пород под их воздействием на весь период эксплуатации. Расчеты проводятся для наиболее неблагоприятных вариантов, включая и случаи, когда грунт основания вокруг свай начинает оттаивать, то есть для минимального коэффициента сцепления грунта (для мерзлых грунтов он гораздо выше).

Силы, действующие на устройство для обеспечения проектного положения трубопровода в мерзлых грунтах

Определение удерживающей способности устройств производится после составления системы действия различных сил на него, описывающей взаимодействия физической системы грунт-свая.

На Рисунке 3.18 отображена расчетная схема сваи устройства для обеспечения проектного положения магистрального трубопровода в многолетнемерзлых грунтах, позволяющая увидеть основные силы, действующие на устройство, без учета воздействия трубопровода.

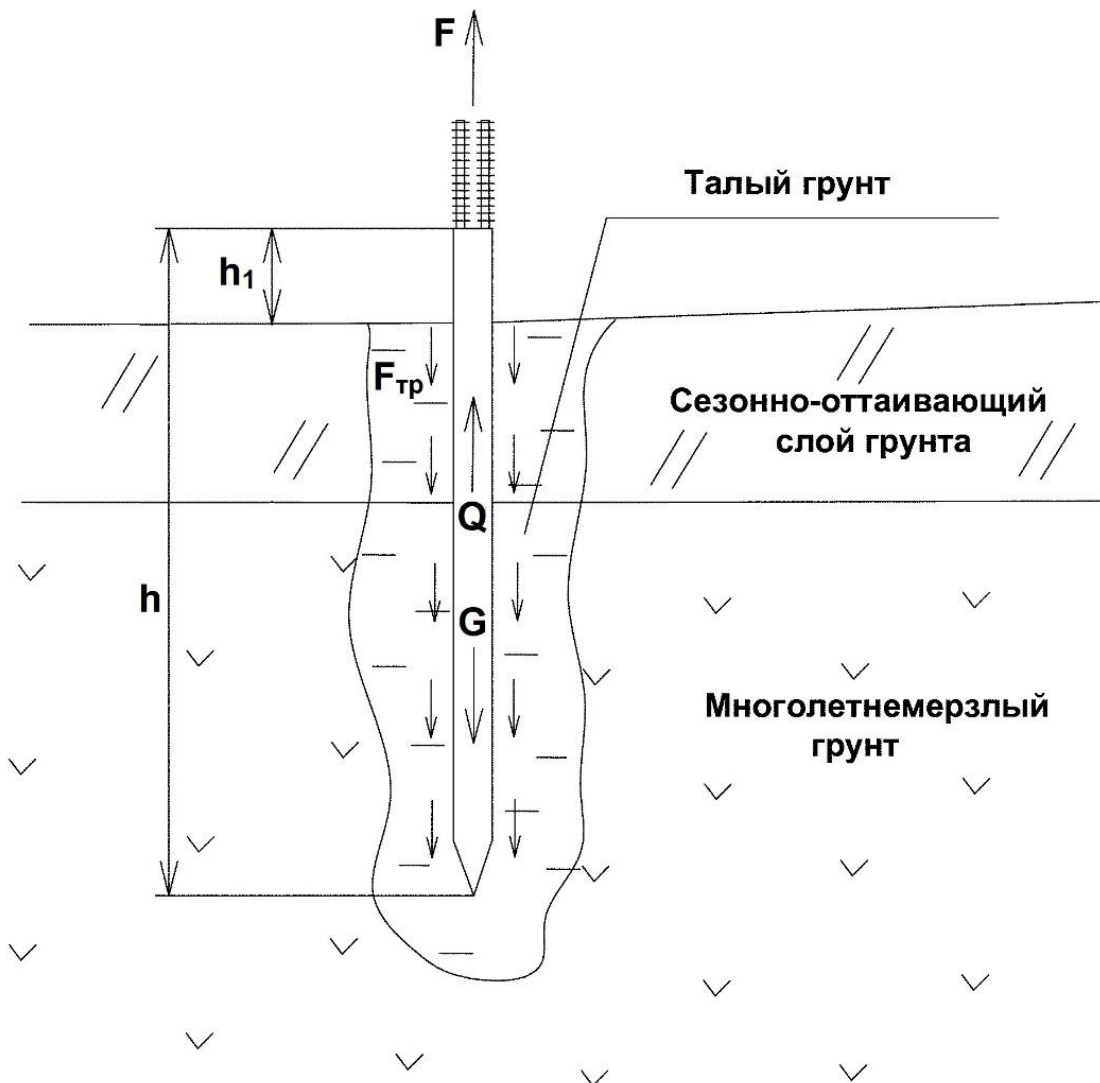


Рисунок 3.18 – Расчетная схема сваи устройства для обеспечения проектного положения в многолетнемерзлых грунтах

Удерживающая способность удерживающего трубопровод устройства включает в себя следующие составляющие: собственный вес устройства, сила трения о грунт внешней поверхности устройства. Устройство включает в себя две сваи, но дальнейшие расчеты для простоты будем вести только для одной из них.

Удерживающая способность сваи:

$$F = G + F_{тр} - Q, \quad (3.1)$$

где G – собственный вес сваи (анкера);

$F_{тр}$ – сила трения сухого грунта о поверхности сваи (анкера);

Q – подъемная (выталкивающая) сила грунтовых вод.

Рассмотрим каждый из перечисленных силовых факторов, в совокупности определяющих расчётную удерживающую способность (одного анкера).

Собственный вес сваи:

$$G = 0,25 \cdot \pi \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \cdot h \cdot \gamma_m, \quad (3.2)$$

где D_n и $D_{вн}$ – соответственно наружный и внутренний диаметр сваи;

h – длина сваи;

γ_m – величина удельного веса металла стенки.

Силы трения (сцепления грунта) о цилиндрические поверхности анкеров свайного основания вычисляются следующим образом [21]:

$$F_{тр} = S_n \cdot \tau_{акт} = \pi \cdot D_n \cdot (h - h_1) \cdot \tau_{акт}, \quad (3.3)$$

где S_n – площадь наружной поверхностей сваи, контактирующей с грунтом;

h_1 – высота сваи, выступающая над поверхностью грунта;

$\tau_{акт}$ – касательное напряжение на поверхности сваи, Па, находится по следующей формуле [83]:

$$\tau_{акт} = e_{акт} \operatorname{tg} \varphi = \left[\gamma_{гр} (h - h_1) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) \right] \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.4)$$

где φ – расчетное значения угла внутреннего трения сухого грунта;

c – коэффициент сцепление грунта;

$\gamma_{гр}$ – значение удельного веса сухого грунта.

Расчетная выталкивающая сила воды (подъёмная сила), действующая на анкер (в основании их может быть несколько), обусловленная архимедовой силой:

$$Q = \pi \cdot g \cdot \frac{D_H^2 - D_{BH}^2}{4} \cdot h \cdot \rho_B, \quad (3.5)$$

где g – значение ускорения свободного падения;

ρ_B – плотность грунтовой воды с учетом растворенных солей.

Определение удерживающей способности устройства для обеспечения проектного положения трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

Для предварительного расчета удерживающей способности устройства для обеспечения проектного положения трубопровода рассчитаем удерживающую способность одного анкера свайного основания, для чего зададимся следующими усредненными исходными данными с рядом допущений:

Диаметр анкера (свай) $D_H = 219$ мм; толщина стенки анкера $\delta = 4$ мм; длина анкера $h = 3000$ мм; удельный вес металла анкера $\gamma_M = 78,5$ кН/м. Рассмотрим использование устройства в суглинке со следующими характеристиками:

- значение удельного веса сухого грунта $\gamma_{sp} = 17,0$ кН/м³;
- коэффициент сцепления сухого грунта $c = 13$ кПа;
- значение угла внутреннего трения сухого грунта $\varphi = 20$ град.

Расчетный вес конструкции одного анкера находим по формуле (3.2):

$$G = 0,25 \cdot \pi \cdot (0,219_H^2 - 0,211_{BH}^2) \cdot 3 \cdot 78500 = 623,9 \text{ Н}$$

Силы трения о цилиндрические поверхности сваи считаем по зависимостям (3.3) и (3.4):

$$\tau_{\text{акт}} = \left[17000 \cdot (3 - 0,2) \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{20^\circ}{2} \right) + 2 \cdot 13000 \text{tg} \left(45^\circ + \frac{20^\circ}{2} \right) \right] \cdot \text{tg} 20^\circ = 48850,9 \text{ Па};$$

$$F_{\text{тр}} = \pi \cdot 0,219 \cdot (3 - 0,2) \cdot 48850,9 = 94,1 \text{ кН.}$$

Выталкивающая сила воды находится по формуле(3.5):

$$Q = 1000 \cdot \pi \cdot 9,81 \cdot \frac{0,219^2 - 0,211^2}{4} \cdot 2,8 = 74,2 \text{ Н.}$$

Тогда удерживающая способность сваи по формуле (3.1) при заданных параметрах:

$$F = 623,9 + 94,1 \times 10^3 - 74,2 = 94,6 \text{ кН.}$$

В полученном значении сила трения составляет 99,4% от удерживающей способности, вес устройства – 0,65%, а выталкивающая сила – 0,08%. Поэтому в дальнейших расчетах в качестве основного силового фактора будем рассматривать силу трения наружной поверхности анкера о грунт (принимается сухим).

Получен график зависимости расчетной удерживающей способности одного анкера диаметром несущей трубы $D_a=32...377$ мм (Рисунок 3.19). Как видно из графика зависимость носит ожидаемый линейный характер – с увеличением диаметра анкера растет и его удерживающая способность. Так, при увеличении диаметра анкера свайного основания опор в 11,8 раз, удерживающая способность увеличивается в 11,9 раз.

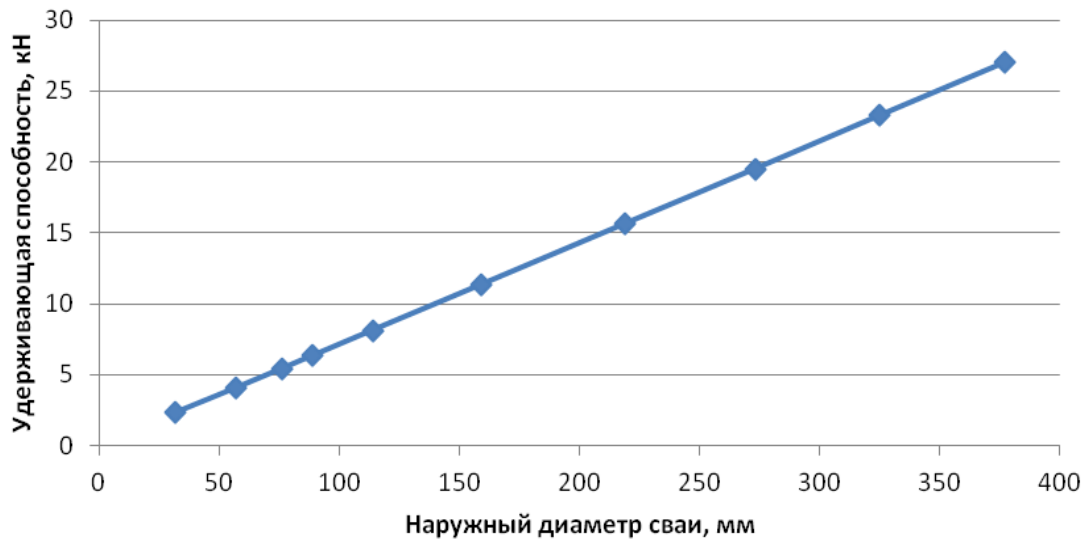


Рисунок 3.19 – График зависимости удерживающей способности сваи от ее диаметра

Рассмотрим влияние длины сваи на удерживающую способность, при значениях высоты надземной части сваи $h_1 = 200$ мм, толщине стенки $\delta = 4$ мм и диаметра несущей трубы $D_a = 219$ мм (Рисунок 3.20).

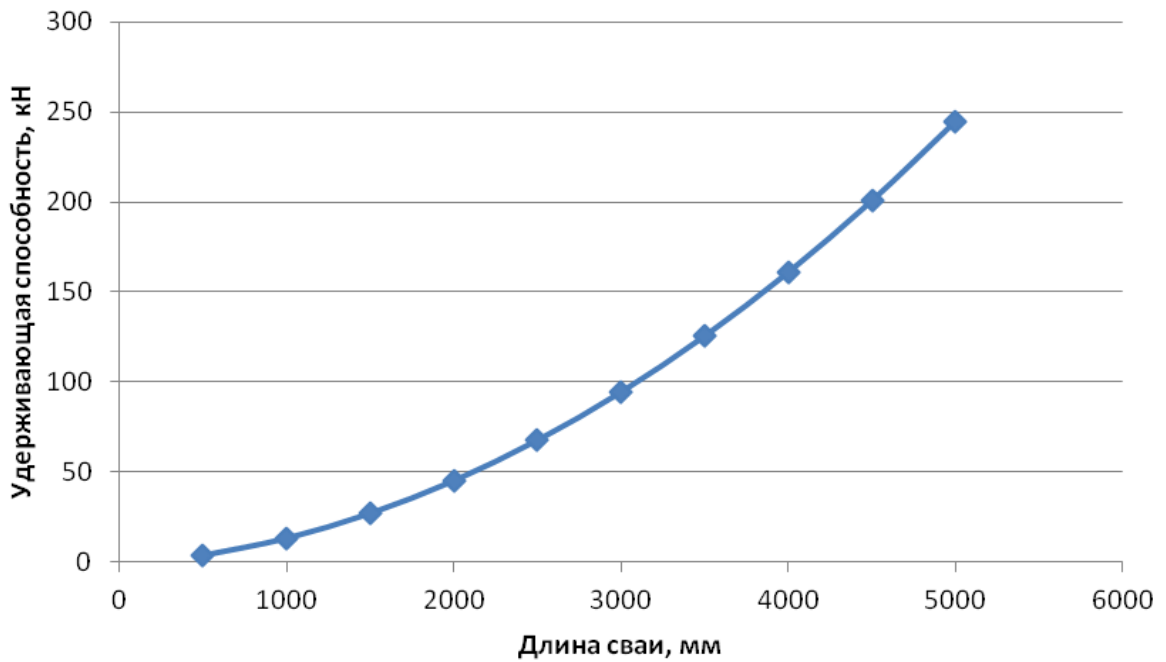


Рисунок 3.20 – График зависимости удерживающей способности сваи от ее длины

Данная зависимость, в отличие от влияния диаметра (Рисунок 3.19), имеет параболический характер – при увеличении длины анкера его удерживающая способность, также растет, но в данном случае, увеличение длины в 5 раз приводит к повышению удерживающей способности в 18 раз.

Выводы по главе

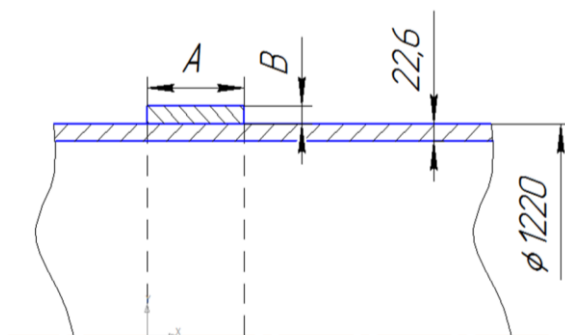
1. Проведен анализ существующих и перспективных конструкций свайных оснований, применение которых для закрепления участка газопровода подземной прокладки в районах островного распространения многолетнемерзлых грунтов, позволит обеспечить надежную фиксацию оси на проектных отметках и снизить риски потери устойчивости и возникновения недопустимых деформаций.

2. Предложена новая конструкция устройства для закрепления подземных участков магистрального трубопровода на проектном уровне в зонах островного распространения многолетнемерзлых грунтов, содержащая несущий элемент из свайных опор, с тягами и хомутом, для которой определена удерживающая способность.

4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНОЙ ОПОРЫ

4.1 Расчет нагрузок и геометрических размеров конструкции опоры

Для рассчитанных суммарных нагрузок, действующих в опасном сечении на опору подземного нетеплоизолированного газопровода (Рисунки 4.1 и 4.2), отклонившегося от проектного положения, определены максимальные продольные напряжения в трубе при всплытии (Рисунок 4.3) и при провисании на опорах (Рисунок 4.4), а также возникающие в хомуте эквивалентные напряжения при провисании на опорах (Рисунок 4.5).



А – ширина хомута, В – толщина хомута

Рисунок 4.1 – Схема крепления хомута к трубе

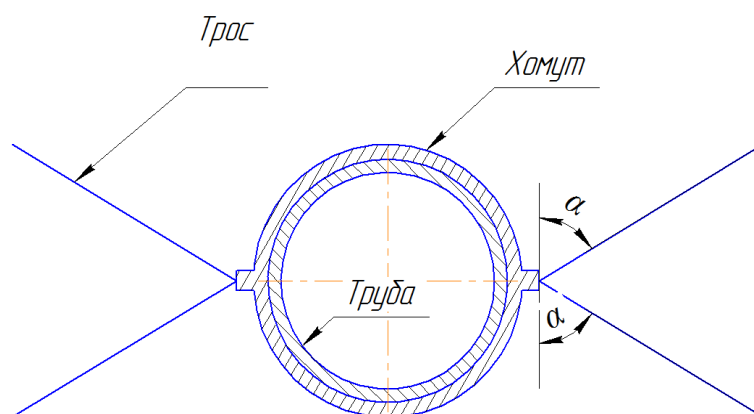


Рисунок 4.2 – Схема крепления хомута к растяжкам подземной опоры

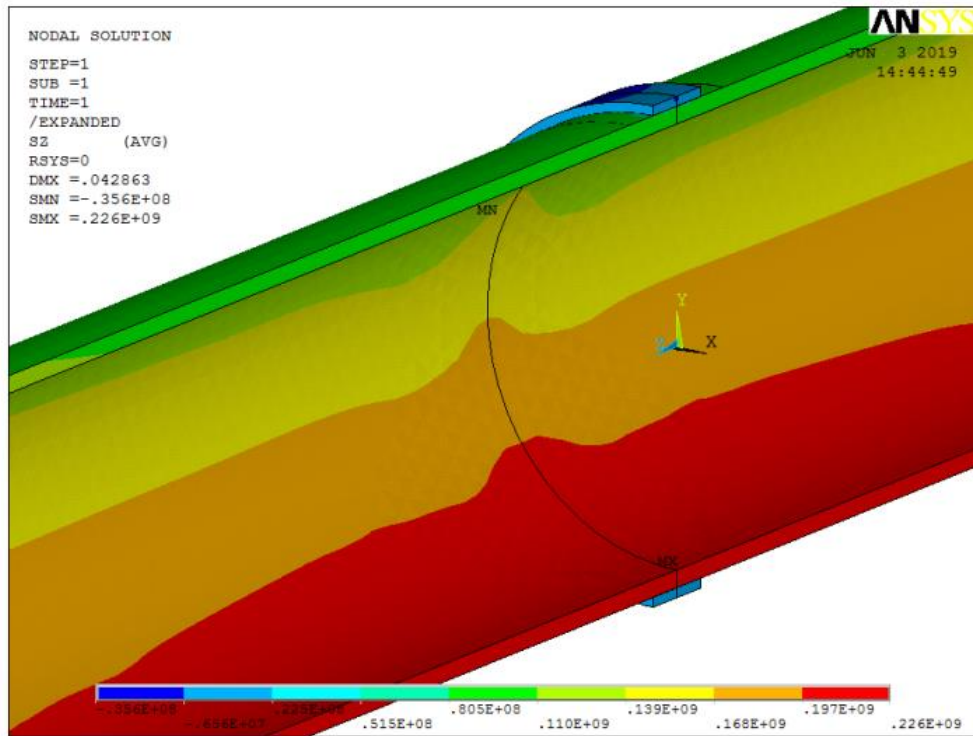


Рисунок 4.3 – Распределение продольных напряжений в опасном сечении трубы при всплытии

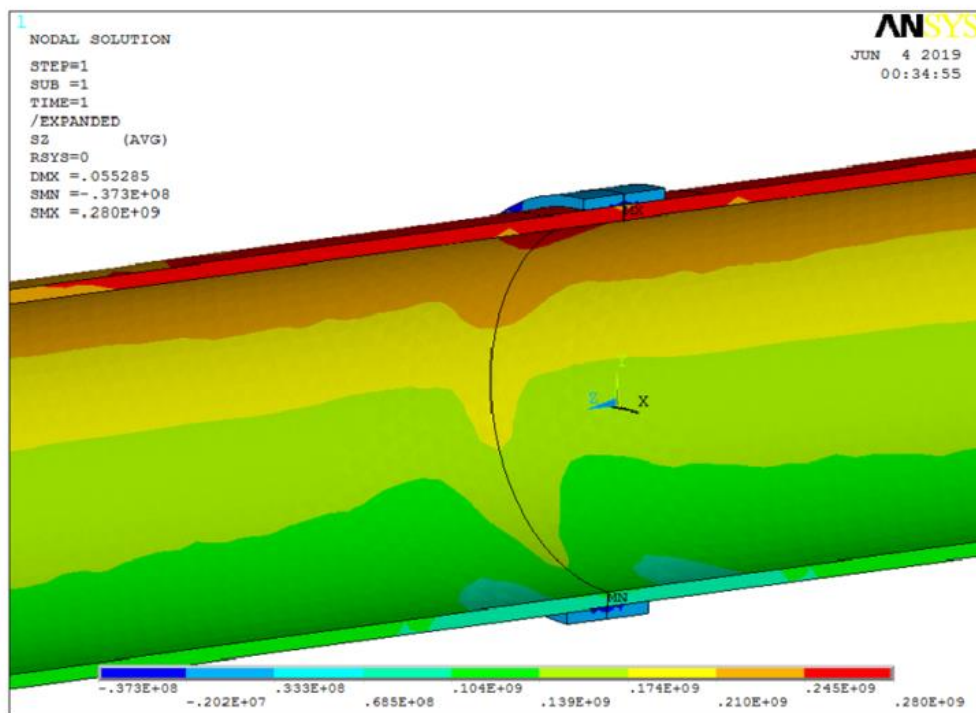


Рисунок 4.4 – Распределение продольных напряжений в опасном сечении трубы при провисание на опорах

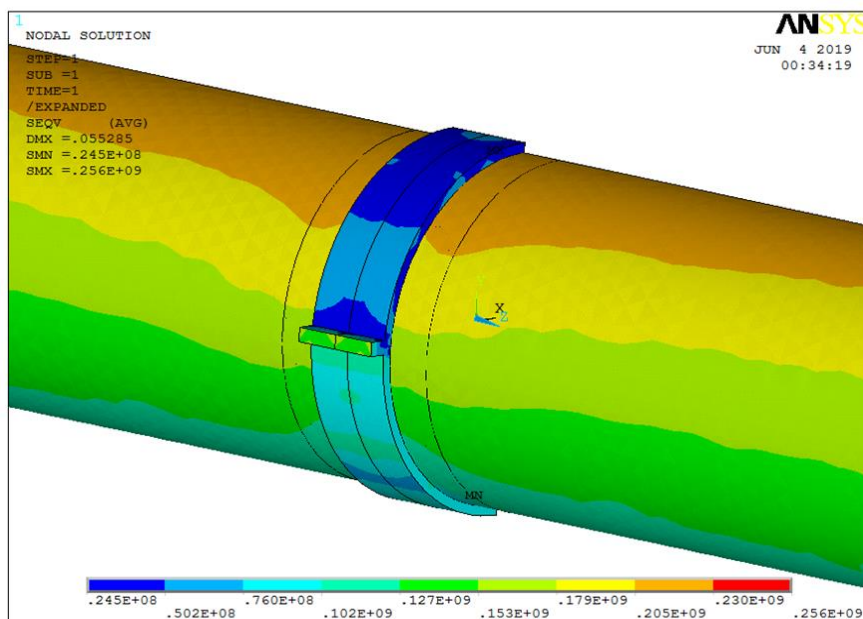


Рисунок 4.5 – Распределение эквивалентных напряжений в хомуте при наиболее опасном случае непроектного нагружения (провисание трубы на опорах)

В Таблице 4.1 и на Рисунке 4.6 показаны результаты расчета требуемых геометрических размеров стального хомута.

Таблица 4.1 – Результаты расчета требуемых размеров хомута опоры

Ширина А, м	Толщина В, м	Площадь поперечного сечения S, м ²	Действующая сила F, кН	Напряжения в металле хомута σ_{\max} , МПа	Допускаемые напряжения [σ], Па
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

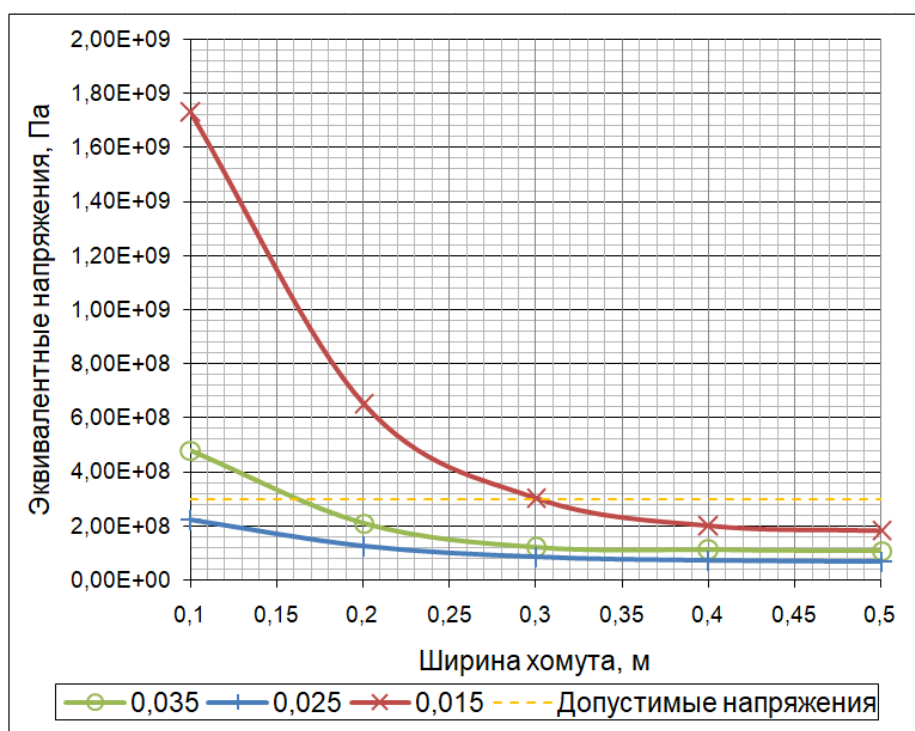


Рисунок 4.6 – Эквивалентные напряжения при различных геометрических размерах хомута для наиболее опасного случая непроеKTного нагружения

Ниже приведены результаты подбора минимального диаметра троса в зависимости от его маркировочной группы при отклонении газопровода в вертикальной плоскости от его проектного положения (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Результаты подбора минимального диаметра троса растяжек

α, градусы	F, Н	Диаметр троса растяжек опоры, мм в зависимости от его маркировочной группы, 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

Предложенная конструкция опоры с гибкими тягами на свайном основании позволяет исключить необходимость в дорогостоящей надземной прокладке в тех случаях, когда участки мерзлоты носят прерывистый (островной) характер, что в

разы сокращает стоимость строительно-монтажных работ и последующие затраты на эксплуатацию (обследование, геомониторинг).

Выполненные для разработанной конечно-элементной модели газопровода расчеты показали возможность использования в качестве основания подземной опоры двух буронабивных свай (анкеров для мерзлых грунтов). Для исключения возможности образования ореола оттаивания вокруг сваи предлагается регулировать температуру окружающего грунта путем установки в сваю сезонно-действующего охлаждающего устройства, полость которого заполнена низкокипящим агентом, с последующим регулярным термомониторингом трассы.

Расчеты прочности сечения хомута опор показали следующие минимально необходимые толщины стального листа: для хомута шириной 0,1 м – 35 мм, для 0,3 м – 25 мм и для 0,5 м – 15 мм.

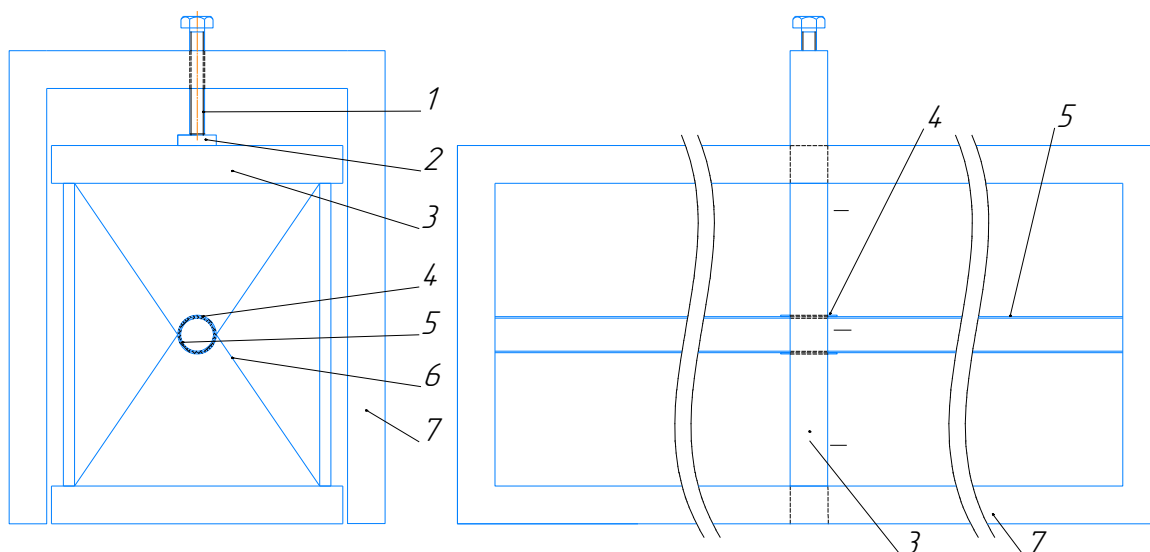
Требуемые минимальные диаметры тросов для растяжек опоры составили от 22,8 до 24,2 мм в зависимости от его маркировочной группы.

При доработке предложенной конструкции опоры путем установки 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.

4.2 Экспериментальная апробация устройства для обеспечения проектного положения трубопровода в многолетнемерзлых грунтах

Для проверки работоспособности конструкции и результатов расчета модели в ANSYS была создана экспериментальная установка (Рисунки 4.7 и 4.8). Она моделирует работу в грунте подземной свайной опоры для закрепления трубопровода (Рисунки 3.16 и 3.17). Установка состоит из неподвижной и подвижной рамок, с помощью которых мы можем задавать необходимое значение деформации трубы. Подвижная рама имитирует буронабивные сваи. Значение ее

перемещения контролируется нагружающим болтом. Под нагружающим болтом установлен тензодатчик (Рисунок 4.9).



1 – нагружающий болт, 2 – датчик, 3 – подвижная рама, 4 – муфта, 5 – труба, 6 – трос, 7 – основная неподвижная рама.

Рисунок 4.7 – Эскиз экспериментальной конструкции

К подвижной раме с помощью стальных тросов прикреплена муфта, выполняющая роль хомута. Как и в анкерной опоре, тросы огибают муфту сверху и снизу, проходя через ее проушины. Муфта установлена на трубу меньшего диаметра. Концы трубы жестко прикреплены к неподвижной раме. Для эксперимента выбрана труба 35x1.5, из стали 08X18H10 длиной 2 метра.



Рисунок 4.8 – Общий вид экспериментальной конструкции



Рисунок 4.9 – Установка тензодатчиков

Во время проведения эксперимента, моделируя всплытие трубопровода в обводненной траншее, рамка с моделью свайных опор перемещалась вниз, относительно основной рамы на 0,01 м. Усилие, необходимое для изгиба оси трубы, фиксировалось показаниями с тензодатчиков (Рисунок 4.10). При этом для проверки работоспособности ранее использованной математической модели расчета конструкции опоры в среде ANSYS сравнивались как результаты прямых аналитических расчетов (Рисунок 4.11), так и данные тензометрических измерений с фактическими перемещениями оси трубы, задаваемыми рамкой (Таблица 4.3).



Рисунок 4.10 – Цифровой модуль для определения усилий

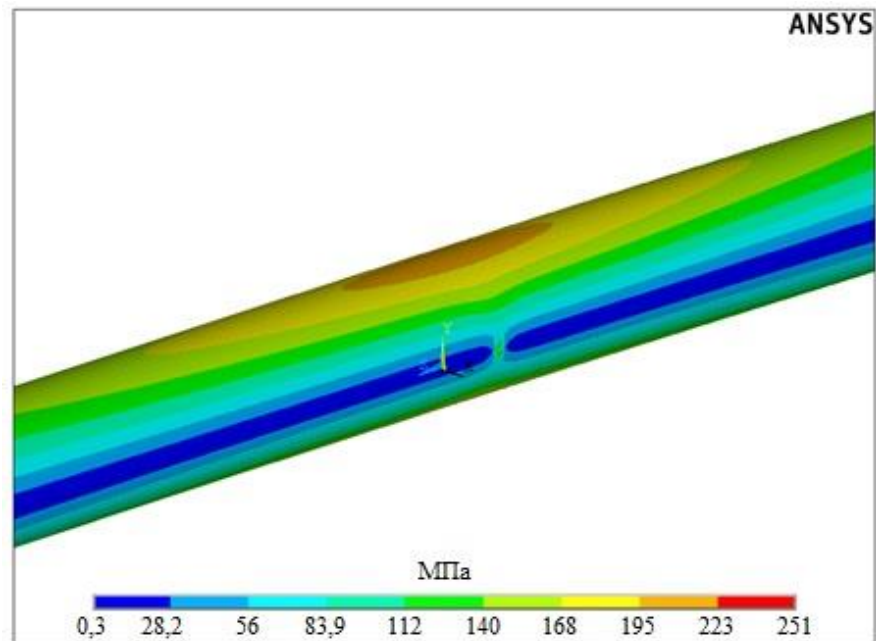


Рисунок 4.11– Сопоставление результатов моделирования и опытных замеров

Таблица 4.3 – Результаты проверки работоспособности расчетной модели

№ опыта	Подъемная сила, Н	Напряжения, МПа	Перемещения, м
Результаты прямого аналитического расчета (исходные данные – величина подъемной силы при моделировании в ANSYS)			
1	1109,54	218	0,0105
2	554,77	109	0,00525
3	277,385	54,5	0,0026
Результаты расчета в конечно-элементной модели ANSYS (исходные данные – заданные фактические перемещения оси трубы)			
1	1109,54	215	0,01
2	554,77	107,5	0,005
3	277,385	53,75	0,0025
Результаты измерений с тензометрических датчиков (исходные данные – заданные фактические перемещения оси трубы)			
1	1045,66	-	0,01
2	516,006	-	0,005
3	259,965	-	0,0025

Как видно из результатов прямых и обратных поверочных расчетов, достоверность разработанной модели подземного закрепленного трубопровода подтверждается высокой сходимостью полученных решений с экспериментальными исследованиями (Таблица 4.4).

Таким образом, как показали представленные результаты численных и экспериментальных исследований, предложенная конструкция опоры и разработанная для ее расчета модель позволяют обеспечить эффективное подземное закрепление участков трубопровода, исключив необходимость в дорогостоящей надземной прокладке в тех случаях, когда участки мерзлоты носят прерывистый или островной характер, что в разы сокращает стоимость строительно-монтажных работ и последующие затраты на эксплуатацию.

Таблица 4.4 – Оценка сходимости расчетных значений с экспериментальными исследованиями.

Перемещения, м	Подъемная сила, Н		Относительная погрешность, %
	Результаты расчета в конечно-элементной модели ANSYS.	Результаты измерений с тензометрических датчиков.	
0,01	1109,54	1045,66	6,11
0,005	554,77	516,006	7,51
0,0025	277,385	259,965	8,36

Результаты численного моделирования и экспериментальных исследований работоспособности конструкции разработанной подземной свайной опоры трубопровода с использованием стендовой установки показали хорошую сходимость результатов испытаний и аналитических расчетов, что говорит о возможности эффективного применения изобретения для закрепления потенциально-опасных участков трассы в районах распространения островной и прерывистой мерзлоты.

Выводы по главе

1. На основании данных расчета напряжённно-деформированного состояния отклонившегося от проектного положения подземного участка газопровода и смоделированных нагрузок, возникающих в точках крепления опоры, определены минимально необходимые размеры сечений хомута и тяговых тросов.

2. Поверочные расчеты, основанные на данных экспериментальных замеров при стендовых испытаниях разработанной конструкции опоры, подтвердили ее работоспособность и высокую сходимость результатов, полученных с помощью предложенной конечно-элементной модели с опытными данными и расчетными аналитическими зависимостями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ нормативной документации и практического опыта реализации проектов по строительству трубопроводов в сложных климатогеографических и инженерно-геологических условиях показал необходимость в разработке 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 газопровода, которая позволяет отказаться от перехода на надземный способ прокладки и теплоизоляции труб на непротяжённых участках трассы, характеризующихся островным и прерывистым характером мерзлоты с сезонно-талыми линзами льда и образующимися буграми пучения, работоспособность которой экспериментально подтверждена по результатам ее успешной апробации в ходе численных и стендовых испытаний конструкции.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абжалимов Р.Ш. Определение расчетных значений распределения отрицательной температуры в грунтах по глубине промерзания // Развитие городов и геотехническое строительство. – 2007. – Т.2. – № 11. – С. 204–210.
2. Агафонов, А.В. Использование конечно-элементного анализа для расчета на прочность подземных трубопроводов с учетом тепловых деформаций грунтов / А.В. Агафонов, В.А. Волков // Современные технологии в промышленности и строительстве. – 2010. – № 4(3). – С. 535–539.
3. Азметов, Х.А. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов / Х.А. Азметов, И.А. Матлашов, А.Г. Гумеров; под ред. Г. Гумерова. – СПб.: Недра, 2005. – 248 с.
4. Айнбиндер, А.Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
5. Александров, А.А. Квазидинамический метод расчета нефтепровода на прочность в зоне тектонических разломов [Эл. ресурс] / А.А. Александров, В.И. Ларионов, Ю.В. Лисин, Т.С. Суцев // ЭНЖ «Нефтегазовое дело» / УГНТУ. – Уфа, 2011. – №6. – С. 90-100. – Режим доступа: http://www.ogbus.m/authors/Aleksandrov/Aleksandrov_2.pdf;
6. Александров, А.А. Компьютерная оценка ресурса прочности магистральных нефтепроводов на участках трасс со структурно неустойчивыми грунтами при температурных перепадах / А.А. Александров, В.И. Ларионов, В.А. Котляревский, Я.Р. Идрисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4(86). – С. 40–46.
7. Александров, А.А. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода с учетом наличия крутоизогнутых вставок / А.А. Александров, Ю.В. Лисин, В.И. Ларионов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Естественные науки. – 2012. – № 4(47). – С. 103–116.

8. Александров, А.А. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного трубопровода на участках сложных геологических условий / А.А. Александров, В.И. Ларионов, С.П. Суцев // Безопасность в техносфере. – 2012. – № 6. – С. 13–19.
9. Алешин, В.В. Численный анализ прочности подземных трубопроводов / В.В. Алешин, В.Е. Селезнев, Г.С. Клишин [и др.]; под ред. В.В. Алешина, В.Е. Селезнева. – М.: Едиториал УРСС, 2003. – 320 с.
10. Андреев, А.А. Анализ перспективы строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» в условиях сейсмичности и вечномёрзлых грунтов / А.А. Андреев // Молодой ученый. – 2015. – №10 (90). – С. 134–139.
11. Андреев, А.А. Природные условия строительства участка магистрального газопровода «Сила Сибири» / А.А. Андреев // Вестник магистратуры. – 2016. – №3-1 (54). – С. 22–29.
12. Андреева, Е.В. Выбор технических решений по прокладке нефтепровода ВСТО на участках с опасными инженерно-геологическими процессами / Е.В. Андреева, Г.Р. Габелая, А.А. Чичиринов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2007. – № 4(10). – С. 28–31.
13. Анисимов, В.В., Креницын М.И. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В.В. Анисимов, М.И. Креницын – Гос. научно-техн. изд-во нефтяной горно-топливной лит-ры, 1963. – 147 с.
14. Атлас природных и техногенных опасностей и рисков чрезвычайных ситуаций. Российская Федерация / МЧС России; под общ. ред. С.К. Шойгу. – М.: Дизайн. Информация. Картография, 2010. – 696 с.
15. Арабский, А.К. Инженерно-геологические изыскания и надежность закрепления трубопроводов / А.К. Арабский // Строительство предприятий нефтяной и газовой промышленности. Экспресс - информация. Сер. – Линейное трубопроводное строительство. – М.: ВНИИСТ, 1987. Вып. 6. – С. 10–14.
16. Бабин, Л.А. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов / Л.А. Бабин, Л.И. Быков, В.Я. Волохов. – М.: Недра, 1979. – 176 с.

17. Бахтизин, Р.Н. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного участка трубопровода, составленного из кривой вогнутой или выпуклой вставки криволинейным полым стержнем в упругой среде [Эл. ресурс] / Р.Н. Бахтизин, Р.Б. Масалимов, Р.М. Зарипов, Е.Н. Шварева // ЭНЖ «Нефтегазовое дело» / УГНТУ. – Уфа, 2012. – № 6. – С. 69–88. - Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_5.pdf;

18. Бахтизин, Р.Н. Напряженно-деформированное состояние и оценка прочности трубопровода, составленного из кривых вставок, с учетом воздействия на трубу внутреннего рабочего давления и температурных напряжений [Эл. ресурс] / Р.Н. Бахтизин, Р.Б. Масалимов, Р.М. Зарипов, К.Р. Зарипова // ЭНЖ «Нефтегазовое дело» / УГНТУ. – Уфа, 2013. – № 5. – С. 207–243. - Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Bakhtizin/Bakhtizin_7.pdf;

19. Баясан, Р.М. Технология и технические средства термостабилизации мерзлых грунтов оснований магистральных и промысловых трубопроводов в криолитозоне / Р.М. Баясан, С.И. Голубин // Инженерные изыскания. – 2012. – № 7. – С. 64–69.

20. Бобко, К.П. Оценка адекватности методики определения осадки трубопровода в многолетнемерзлом грунте / К.П. Бобко, А.А. Маленов // Современные наукоемкие технологии. – 2013. – № 8. – С. 275–276.

21. Бородавкин, П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве: учебник для вузов / П.П. Бородавкин. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

22. Бородавкин, П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1977. – 407 с.

23. Быков, Л.И. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газо-нефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков [и др.]. – СПб.: Недра, 2006. – 824 с.

24. ВСН 221-87 Закрепление трубопроводов вмораживаемыми стержневыми анкерами на вечномерзлых грунтах (для опытно-промышленных участков). – М.: ВНИИСТ, 1987. – 16 с.

25. Горохов, Е.Н. Обеспечение экологической безопасности нефтепровода «Восточная Сибирь - Тихий Океан» на участках, проложенных многолетнемерзлых грунтах / Е.Н. Горохов, Е.В. Копосов, В. Соболев, В.И. Ларионов [и др.] // Приволжский научный журнал. – 2011. – № 3(19). – С. 158–164.

26. Гишкелюк, И.А. Компьютерное 3D моделирование ореола оттаивания грунтов с повторно-жильными льдами вокруг нефтепровода / И.А. Гишкелюк, Ю.В. Станиловская // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 6(40). – С. 14–20.

27. Гишкелюк, И.А. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности / И.А. Гишкелюк, Ю.В. Станиловская, Д.В. Евланов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 1(17). – С. 20–25.

28. Горохов, Е.Н. Обеспечение экологической безопасности нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий Океан» на участках, проложенных многолетнемерзлых грунтах / Е.Н. Горохов, Е.В. Копосов, С.В. Соболев, В.И. Ларионов [и др.] // Приволжский научный журнал. – 2011. – № 3(19). – С. 158-164.

29. ГОСТ 24846–2012. Грунты. Методы измерения деформаций оснований зданий и сооружений. – Взамен ГОСТ 24846–81; введ. 01.07.2013. – М.: Стандартинформ, 2014. – 22 с.

30. ГОСТ 25100–2011. Грунты. Классификация. – Взамен ГОСТ 25100-95; введ. 01.01.2013. – М.: Стандартинформ, 2013. – 42 с.

31. Государственное нормативно-техническое регулирование проектов на шельфе. URL: <http://www.gilpravo.ru> (дата обращения: 28.09.2019).

32. Гулин, Д.А. О закреплении подземных магистральных трубопроводов на болотах / Д.А. Гулин, Х.Ш. Шамилов, Р.Р. Хасанов, С.М. Султанмагомедов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2015. – №3. – С. 330-345.

33. Гумеров, К.М. Безопасность трубопроводов при длительной эксплуатации / К.М. Гумеров, И.Ф. Гладких, Н.М. Черкасов [и др.]. - Челябинск: РАЕН, 2003. - 326 с.

34. Гумеров, А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. – М.: Недра, 2001. – 305 с.

35. Гумеров, А.Г. Расчет на прочность и выбор рациональных конструктивных решений прокладки подземных нефтепроводов на пересеченном рельефе местности / А.Г. Гумеров, Р.С. Гаспарян // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2007. – № 4(10). – С. 26–27.

36. 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.

37. Дементьев, А. В. Развитие трубопроводной системы / А.В. Дементьев // Трубопроводный транспорт нефти. – 2007. – № 6. – С. 30–31.

38. Дерцакян, А.К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах / А.К. Дерцакян, Н.П. Васильев. – Л.: Недра, 1978. – 167 с.

39. Зотов, М.Ю. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномерзлых грунтах / М.Ю. Зотов, И.В. Ушаков, И.Л. Димов, А.О. Олейникова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 2(6). – С. 61–65.

40. Ивакин, А.В. Применение «Программного комплекса для моделирования температурных режимов работы трубопроводного транспорта нефти» при проектировании и эксплуатации нефтепроводов / А.В. Ивакин, В.Б. Ковалевский, В.Е. Еремеев // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2009. – № 2(14). – С. 6–9.

41. Иваницкая, Е.В. Опыт мониторинга уникального трансаяскинского нефтепровода / Е.В. Иваницкая // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1 (1). – С. 96–101.

42. Карнаухов Н.Н. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера / Карнаухов Н.Н. [и др.]. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 203 с.

43. Колоколова, Н.А. О выборе способа прокладки трубопроводов в районах вечной мерзлоты. / Н.А. Колоколова, Н.А. Гаррис // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеродного сырья. – 2013. – №1. С. 13–17

44. Котляревский, В.А. Проверка прочности подземных трубопроводов в условиях дефицита информации по планово-высотному положению [Текст] / В.А. Котляревский, А.А. Александров, Ю.В. Ларионов // Известия вузов. Машиностроение. – 2012. – № 11. – С. 92–100.

45. Кудрявцев, С.А. Промерзание и оттаивание грунтов: практические примеры и конечно-элементные расчеты / С.А. Кудрявцев, И.И. Сахаров, В.Н. Парамонов. – СПб.: Геореконструкция, 2014. – 247 с.

46. Кумар, Б.К. Сооружение и ремонт нефтепроводов: Учеб. пособие. / Б.К. Кумар, Т.И. Иргибаяев – Алматы: КазНТУ имени К. И. Сатпаева, 2015. –375 с.

47. Ларионов, В.И. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках с карстами / В.И. Ларионов, А.К. Гумеров, П.А. Новиков // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер.: Машиностроение. - 2012. - №3(38). - С. 60-67.

48. Лисин, Ю.В. Выбор оптимальных технических решений по прокладке нефтепровода для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы

«Заполярье–НПС Пурпе» на основе прогнозных теплотехнических расчетов / Ю.В. Лисин, А.Н. Сапсай, В.В. Павлов, М.Ю. Зотов, В.Д. Кауркин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 3–7.

49. Лисин, Ю.В. Оценка планово-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Ю.В. Лисин, А.А. Александров, В.И. Ларионов, М.А. Козлов // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Машиностроение. – 2012. – № 3(88). – С. 68-79.

50. Лисин, Ю.В. Развитие технологий и строительных решений по способам прокладки трубопровода Заполярье – Пурпе на многолетнемерзлых грунтах и их применение на подводных переходах трубопровода Куюмба – Тайшет / Ю.В. Лисин, В.В. Павлов, А.Е. Сощенко, М.Ю. Зотов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3(15). – С. 68–71.

51. Лисин, Ю.В. Система автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов на участках со сложными геологическими условиями / Ю.В. Лисин, А.А. Александров, С.П. Суцев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 3(89). – С. 73-79.

52. Лисин, Ю.В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье – НПС «Пурпе» / Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко, В.И. Суриков, В.В. Павлов, М.Ю. Зотов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1(13). – С. 24–28.

53. Лисин, Ю.В. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пур-Пе» / Ю.В. Лисин, А.Е. Сощенко, В.В. Павлов, А.В. Коргин, В.И. Суриков // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С. 65–68.

54. Лисин, Ю.В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири: проекты «Пурпе – Саяны», «Заполярье – Пурпе» / Ю.В. Лисин, А.Н. Сапсай,

В.И. Суриков // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 (12). С. 6–11.

55. Мерзлотоведение / Под ред. проф. В.А. Кудрявцева. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1981. – 240 с.

56. Общее мерзлотоведение (геокриология) / под ред. В.А. Кудрявцева. – М.: Изд-во МГУ, 1978. – 404 с.

57. Общее мерзлотоведение / Мельников П.И. [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1974. – 291 с.

58. Паздерин, Д.С. Расчет ореола промерзания грунта вблизи двух сезонно-действующих охлаждающих устройств / Д.С. Паздерин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 20–21.

59. Паздерин, Д.С. Система мониторинга температур протяженных объектов в вечномерзлых грунтах / Д.С. Паздерин, Е.В. Амосова, Д.Ю. Кропачев // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 4. – С. 32–35.

60. Паздерин, Д.С. Тепловое взаимодействие горячего подземного трубопровода с грунтом и сезонно-действующими охлаждающими устройствами / Д.С. Паздерин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 5. – С. 102–104.

61. Пат. 2244192 Российская Федерация, МПК F16L 1/026 Способ сооружения трубопровода в вечномерзлых грунтах (варианты) / Мухаметдинов Х.К.; Мухаметдинов Х.К. – №2004109254/06; Заявл. 30.03.2004; Оpubл. 10.01.2005.

62. Пат. 2358177 Российская Федерация, МПК F16L 1/024 Трубопровод надземной прокладки / Тарасов Ю.Д., Николаев А.К., Докукин В.П., Козлова Т.В.; Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г. В. Плеханова (технический университет)». – №2007149502/06; Заявл. 27.12.2007; Оpubл. 10.06.2009.

63. Пат. 2430287 Российская Федерация, МПК F16L 3/00 Надземный трубопровод повышенной надежности / Абовский Н.П., Палагушкин В.И.,

Сапкалов В.И.; Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Сибирский федеральный университет». – №2010108557/06; Заявл. 09.03.2010; Оpubл. 27.09.2011.

64. Пат. 2465508 Российская Федерация, МПК F16L 1/028 Способ прокладки трубопровода на заболоченной местности / Тарасов Ю.Д., Михайлов А.Ю., Николаев А.К.; Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)». – №2011119172/03; Заявл. 12.05.2011; Оpubл. 27.10.2012.

65. Пат. 2466322 Российская Федерация, МПК F16L 1/028 Способ прокладки трубопровода на заболоченной местности / Тарасов Ю.Д., Михайлов А.Ю., Николаев А.К., Червонный С.И., Панченко Г.С.; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный горный университет». – №2011113817/03; Заявл. 08.04.2011; Оpubл. 10.11.2012.

66. Пат. 2601651 Российская Федерация МПКF16L 3/14 РФ Опора подвесная для участков подземной прокладки трубопроводов / Ревель-Муроз П.А., Лисин Ю.В., Сощенко А., Броненников В.А., Бондаренко В.В., Суриков В.И., Михеев Ю.Б., Шонин К.С.; ПАО «Транснефть». – №2015113927/06; Заявл. 15.04.2015; Оpubл. 10.11.2016.

67. Пат. 2316630 Российская Федерация, МПК E02D 27/46 Способ защиты трубопроводов от аварийных ситуаций, вызванных карстовыми провалами / Аль-Сайяль Е.Б., Ширяева Т.С.; Аль-Сайяль Е.Б., Ширяева Т.С. – № 2005122060/03; Заявл. 12.07.2005; Оpubл. 10.02.2008.

68. Пат. 2525992 Российская Федерация, МПК F16L 3/14 Устройство для подвески подземного трубопровода на просадочных грунтах / Усков А.М., Максимов Г.Л., Волков Д.С., Фигаров Н.Г., Семин Е.Л., Беркович Ю.И.; Усков А.М., Максимов Г.Л., Волков Д.С., Фигаров Н.Г., Семин Е.Л., Беркович Ю.И. – № 2013104014/06; Оpubл. 31.01.2013; Заявл. 20.08.2014

69. Пат. 173696 Российская Федерация, МПК E02D 5/80 Вакуумное анкерное устройство / Гулин Д.А., Султанмагомедов С.М., Хасанов Р.Р., Шамилов Х.Ш., Гайлунь О.И. Салихов Б.И.; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2016141765; Заявл. 24.10.2016; Оpubл. 17.02.2017.

70. Пат. 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.; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – №2016147312; Заявл. 01.12.2016; Оpubл. 06.09.2017.

71. Пат. 2643914 Российская Федерация, МПК F16L 1/06 Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов / Шамилов Х.Ш., Султанмагомедов С.М., Хасанов Р.Р., Султанмагомедов Т.С., Гулин Д.А.; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» – № 2016147297; Заявл. 01.12.2016; Оpubл. 06.02.2018.

72. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. – М.: Недра», 1973 г. – 470 с.

73. Петров, П.К. Будущее САД-систем / П.К. Петров // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2011. – № 4. – С. 41–47.

74. Радионова, С.Г. Совершенствование методов и средств прогнозных расчетов ореолов оттаивания, просадки и величины напряженно-деформированного состояния трубопроводов, проложенных в многолетнемерзлых грунтах / С.Г. Радионова, Ю.В. Лисин, Т.И. Кузнецов, А.А. Коротков,

Э.Н. Фигаров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 1(21). – С. 39–43.

75. Рахманин А.И. Обеспечение устойчивости проектного положения и прочности подземного магистрального нефтепровода в зоне вечной мерзлоты // Молодой ученый. – 2010. – №5. – Т. 1. – С. 69–72. – URL: <https://moluch.ru/archive/16/1581/> (дата обращения: 18.12.2018).

76. Романовский Н.Н. Талики в области многолетнемерзлых пород и схема их подразделения // Вестник Московского университета. Серия геол. – 1972. – № 1. – С. 23-34.

77. Сапсай, А.Н. Внедрение и развитие технологий термостабилизации грунтов на объектах НПС-2 магистрального трубопровода «Куюмба – Тайшет» / А.Н. Сапсай, В.В. Павлов, В.Д. Кауркин, А.В. Коргин // Вестник МГСУ. – 2014. – № 8. – С. 62–72.

78. Сапсай, А.Н. Конструктивные решения термостабилизаторов грунтов и оценка их эффективности для обеспечения твердомерзлого состояния грунтов оснований фундаментов при надземной прокладке трубопровода / А.Н. Сапсай, А.Е. Сощенко, Ю.Б. Михеев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1 (13). – С. 36–41.

79. Смирнов, В.В. Применение метода граничных элементов для расчета напряженно-деформированного состояния надземных магистральных нефтепроводов, проложенных на многолетнемерзлых грунтах / В.В. Смирнов, Ю.Д. Земенков // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 4(38). – С. 18–23.

80. Смирнов, В.В. Проблемы обеспечения надежности эксплуатации сооружений в криолитозоне / В.В. Смирнов, Ю.Д. Земенков // Инновации в науке. – 2013. – №25. – С. 57-65.

81. СН 510-78 Инструкция по проектированию сетей водоснабжения и канализации для районов распространения вечномерзлых грунтов. – М.: Стройиздат, 1979. – 72 с.

82. Соколов, С.М. Теоретические основы новых методов сооружения нефтепромысловых трубопроводов в условиях Западной Сибири / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Тюмень, 2009. – 357 с.

83. СП 47.13330.2012. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96. – М.: Госстрой России, 2013. – 116 с.

84. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88. – М.: Минрегион России, 2012. – 110 с.

85. СП 24.13330.2011. Свайные фундаменты. Актуализированная версия СНиП 2.02.03-85. – М.: Минрегион России, 2011. – 10 с.

86. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ: введен впервые / утв. Минстрой России 16.12.2016 г. № 978/пр, введ. 17.06.2017 г.

87. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: СНиП 2.05.06-85* Актуализированная редакция / Минрегион России. – Введ. 01.01.2013. – М., 2012.

88. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / Под ред. А.К. Дерцакяна. – Л.: Недра, 1977. – 519 с.

89. Строкова, Л.А. Природные особенности строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» на участке Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение – Ленск / Л.А. Строкова, А.В. Ермолаева // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2015. – Том 326 (№4). – С. 41-55.

90. Хренов, Н.Н. Сооружение северных трубопроводов. Взаимодействие с многолетнемерзлыми грунтами в макетах и на трассе [Эл. ресурс] / Н.Н. Хренов // Нефть. Газ. Промышленность. - 2008. - № 3(39). - Режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/610>; дата обр. 21.05.2015.

91. Хрусталева Л.Н. Выбор оптимальных решений по прокладке магистральных нефтепроводов в криолитозоне / Л.Н. Хрусталева, М.Ю. Чербунина // Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2012. № 5 (33). С. 20–24.

92. Цытович, Н.А. Механика мерзлых грунтов. Общая и прикладная: учеб. пособие / Н.А. Цытович. – Изд. 2-е. – М.: Книжный дом «ЛИБРОКОМ». – 2010. – 448 с.

93. Чужинов, С.Н. Анализ прочности трубопровода на участках просадки грунта [Текст] / С.Н. Чужинов, П.А. Новиков, Ю.В. Ларионов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2012. - № 4(90). - С. 92-100.

94. Шамилов, Х.Ш. Исследование напряженно-деформированного состояния точно закрепленного подземного газопровода в мерзлых грунтах / Х.Ш. Шамилов // Трубопроводный транспорт – 2020: тезисы докладов XIV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – С. 213-215.

95. 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.

96. Шамилов, Х.Ш. Обеспечение устойчивости подземных участков газопровода в зонах распространения островной и линзовой мерзлоты / Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов // Газовая промышленность. – 2020. – № 12. – С. 78–84.

97. 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. №11(2). С. 136–144.

98. 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. 24–28.

99. Шамилов Х.Ш. Разработка конструкции опоры для подземного крепления трубопровода в зонах распространения островной и прерывистой мерзлоты / Х.Ш. Шамилов, С.М. Султанмагомедов, Т.С. Султанмагомедов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 1. С. 31-40.

100. Шаммазов, А.М. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: в 2 т. / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2005. – Т. 1: Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. – 706 с.

101. Шаммазов, А.М. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: в 2 т. / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2005. – Т. 2: Оценка и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. – 564 с.

102. Шаммазов, А.М. Расчет магистральных газопроводов в карстовой зоне / А.М. Шаммазов, В.А. Чичелов, Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков. – Уфа: Гилем, 1999. – 213 с.

103. Шарыгин, В.М. Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Ухта, 2006. – 314 с.

104. Шишкин И.В. Развитие методов оценки устойчивости газопроводов в многолетнемерзлых грунтах / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Ухта, 2014. – 159 с.

105. Шмелев, Д. Российские магистральные трубопроводы на мерзлоте: практика изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации / Д. Шмелев, Ю. Станиловская, Э. Грин, П. Добаун // Материалы пятой конференции геокриологов России. – МГУ им. М. В. Ломоносова. – 2016. – С. 235–240.

106. Яваров, А.В. Напряженно-деформированное состояние подземных трубопроводов / А.В. Яваров, Г.С. Колосова, В.В. Куроедов // Строительство уникальных зданий и сооружений / СПбГПУ ИСИ. – 2013. – 1 (6). – С. 69–78.

107. Ясин, Э.М. Устойчивость подземных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Н. Черников. – М.: Недра, 1967. – 120 с.

108. Alfaro, M.C. Laboratory studies on fracturing of low-permeability soils / M.C. Alfaro, R.K. Wong // Canadian Geotechnical Journal. – 2001. – Vol. 38(2). – P. 303-315.

109. Allen, Lawrence J. The Trans-Alaska Pipeline. Vol 1: The Beginning. Vol 2: South to Valdez. Seattle; Scribe Publishing Co. – 1975 and 1976.

110. Andersen, K.H. (1994). Estimation of hydraulic fracture pressure in clay / K.H. Andersen, C.G. Rawlings, T.A. Lunne, T.H. By // Canadian Geotechnical Journal. – 1994. – Vol. 31(6). – P. 817–828.

111. 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. URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/459/4/042047>.

112. Azari, B. Assessment of the elastic-viscoplastic behavior of soft soils improved with vertical drains capturing reduced shear strength of a disturbed zone / B. Azari, B. Fatahi, H. Khabbaz // International Journal of Geomechanics. – 2016. – Vol. 16(1).

113. Cai, Y., Effect of polypropylene fibre and lime admixture on engineering properties of clayey soil / Y. Cai, B. Shi, C. Ng, C. Tang // Engineering Geology. – 2006. – Vol. 87(3). – P. 230–240.

114. Chai, J.C. Vacuum consolidation and its combination with embankment loading / J.C. Chai, S. Hayashi, J.P. Carter // *Canadian Geotechnical Journal*. – 2006. – Vol. 43(10). – P. 985–996.

115. Cognon, J.M. Vacuum Consolidation Technology-Principle and Field Experience, Vertical and Horizontal Deformation of Foundations and Embankments / J.M. Cognon, I. Juran, S. Thevanayagam // *ASCE Geotechnical Special Publication*. – 2002. – Vol. 40. – P. 1237–1248.

116. Fatahi, B. Mechanical characteristics of soft clay treated with fibre and cement / B. Fatahi, H. Khabbaz, B. Fatahi // *Geosynthetics International*. – 2012. – Vol. 19(3). – P. 252–262.

117. Fioravante, V. Load transfer from a raft to a pile with an interposed layer / V. Fioravante // *Géotechnique*. – 2010. – Vol. 61(2). – P. 121–132.

118. Holtz, R.D. Improvement of the stability of an embankment by piling and reinforced earth / R.D. Holtz, K.R. Massarsch // In: *Proc. 6th ECSMFE, Vienna, Austria*. – 1976. – Vol. 1(2). – P. 473–478.

119. Jin, H.J. Zonation and assessment of frozen-ground conditions for engineering geology along the China - Russia Crude Oil Pipeline route from Mo'he to Daqing / H.J. Jin, J.Q. Hao, X.L. Chang, J.M. Zhang, Q.H. Yu, J.L. Qi, L.Z. Lü, S.L. Wang // *Northeastern China. Cold Reg. Sci. Technol.* – 2010. – №3 (64). – P. 213–225.

120. Johansson, A.W. Observation of pore pressure and soil movements during lime column installation / Johansson A.W. // In: *Proceeding of Dry Mix Method for Deep Soil Stabilition, Stockholm*. – 1999. – P. 252–258.

121. Kamruzzaman, A.H. Structuration and Destructuration Behavior of Cement-Treated Singapore Marine Clay / A.H. Kamruzzaman, S.H. Chew, F.H. Lee // *Journal of geotechnical and geoenvironmental engineering*. – 2009. – Vol. 135(4). – P. 573–589.

122. Kjellman, W. Consolidation of clayey soils by atmospheric pressure / W. Kjellman // In: *Proceedings of a Conference on Soil Stabilization, Massachusetts Institute of Technology, Boston*. – 1952. – P. 258–263.

123. Larsson, S. Uniformity of lime-cement columns for deep mixing: a field study / S. Larsson // *Ground Improvement*. – 2005 – Vol. 9(1). – P. 1–15.
124. Leong, E.C. Soil improvement by surcharge and vacuum preloadings / E.C. Leong, R.A.A. Soemitro, H. Rahardjo // *Géotechnique*. – 2000 – Vol. 50(5). – P. 601–605.
125. Liu, S.Y. A combined DJM-PVD method for soft ground improvement / S.Y. Liu, J. Han, D.W. Zhang, Z.S. Hong // *Geosynthetics International*. – 2008. – Vol. 15(1). – P. 43–54.
126. Lorenzo, G.A. Fundamental characteristics of cement-admixed clay in deep mixing / G.A. Lorenzo, D.T. Bergado // *Journal of materials in civil engineering*. – 2006. – Vol. 18(2). – P. 161–174.
127. Michalowski, R.L. Triaxial compression of sand reinforced with fibers / R.L. Michalowski, J. Cermák // *Journal of geotechnical and geoenvironmental engineering*. – 2003. – Vol. 129, no. 2. – P. 125–136.
128. Mori, A. Hydrofracturing pressure of cohesive soils / A. Mori, M. Tamura // *Soils and Foundations*. – 1987. – Vol. 27(1). – P. 14–22.
129. Nguyen, L.D. A constitutive model for cemented clays capturing cementation degradation / L.D. Nguyen, B. Fatahi, H. Khabbaz // *International Journal of Plasticity*. – 2014. – Vol. 56. – P. 1–18.
130. Porbaha, A. State of the art in deep mixing technology. Part I: Basic concepts and overview / A. Porbaha // *Ground Improvement*. – 1998. – Vol. 2(2). – P. 81–92
131. Singh R. Arctic Pipeline Planning / R. Singh // *Design, Construction, and Equipment*. – 2013.
132. Shakeel, M. Settlement and load transfer mechanism of a pile group adjacent to a deep excavation in soft clay / M. Shakeel, C.W.W. Ng // *Computers and Geotechnics*. – 2018. – Vol. 96. – P. 55–72.
133. 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. – URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/459/3/032026>.

134. 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.

135. Suebsuk, J. Modified Structured Cam Clay: A generalised critical state model for destructured, naturally structured and artificially structured clays / J. Suebsuk, S. Horpibulsuk, M. D. Liu // Computers and Geotechnics. – 2010. – Vol. 37(7). – P. 956–968.

136. Tang, C. Strength and mechanical behavior of short polypropylene fiber reinforced and cement stabilized clayey soil / C. Tang, B. Shi, W. Gao, F. Chen, Y. Cai // Geotextiles and Geomembranes. – 2007. – Vol. 25(3). – P. 194–202.

137. Wong, P.K. Economic Design of Controlled Modulus Columns for Ground Improvement / P.K. Wong, T. Muttuvel // ANZ 2012 Conference Proceedings. – 2012.

138. Xu, S.L. Field trials of the vacuum compaction method for soil improvement / S. L. Xu, X. M. Lu, C. M. Liu, Y. Y. Liu // Proceeding of 9th National Geotechnical Conference, Beijing, China. – 2003. – Vol. 2. – P. 736–739.

139. Yee, K. Controlled Modulus Columns (CMC): A New Trend in Ground Improvement and Potential Applications to Indonesian Soils / K. Yee, R. A. Setiawan, O. Bechet, // ISSMGE - TC 211 International Symposium on Ground Improvement IS-GI Brussels 31 May & 1 June 2012. – 2012.

140. Zhang, D.W. Fracturing mechanism in soils with three-dimension stress state / D.W. Zhang, S.Y. Liu // Geotechnics of Waste Management and Remediation, ASE GeotechnicalC Special Publication. – 2008. – Vol. 177. – P. 543-550.

141. Zornberg, J. Discrete framework for limit equilibrium analysis of fibre-reinforced soil / J. Zornberg // Geotechnique. – 2002. – Vol. 52(8). – P. 593-604.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А

(рекомендуемое)

Патент на полезную модель «Вакуумное анкерное устройство»



Рисунок А.1 – Патент на полезную модель «Вакуумное анкерное устройство»


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ		(19) RU (11) 168 768 ⁽¹³⁾ U1
		(51) МПК <i>E02D 5/80</i> (2006.01)
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ		
(12) ФОРМУЛА ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ		
<p>(21)(22) Заявка: 2016141765, 24.10.2016</p> <p>(24) Дата начала отчета срока действия патента: 24.10.2016</p> <p>Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 24.10.2016</p> <p>(45) Опубликовано: 17.02.2017 Бюл. № 5</p> <p>Адрес для переписки: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Уфимский государственный нефтяной технический университет, патентный отдел</p>	<p>(72) Автор(ы): Гулин Денис Алексеевич (RU), Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович (RU), Хасанов Рустям Рафикович (RU), Шамилов Хирамагомед Шехмагомедович (RU), Гайлуль Олег Игоревич (RU), Салихов Булат Ильдарович (RU)</p> <p>(73) Патентообладатель(и): Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU)</p> <p>(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2011746 C1, 30.04.1994, SU 1409728 A1, 15.07.1988, SU 574502 A1), 30.09.1977, SU 1114742 A1, 23.09.1984, SU 335332 A1, 15.05.1972, RU 2548283 C2, 20.04.2015.</p>	R U 1 6 8 7 6 8 U 1
(54) ВАКУУМНОЕ АНКЕРНОЕ УСТРОЙСТВО		
(57) Формула полезной модели		
<p>Вакуумное анкерное устройство, состоящее из корпуса-трубы, заглушенной с одной стороны, при этом посередине заглушки смонтирован патрубок, к которому присоединены кран и тройник, к тройнику присоединены вакуумметр и клапан, предназначенный для откачивания воздуха.</p>		
Стр. 1		

Рисунок А.2 – Патент на полезную модель «Вакуумное анкерное устройство»

Приложение Б
(рекомендуемое)

Патент на полезную модель «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах»



Рисунок Б.1 – Патент на полезную модель «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах»


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ		(19) RU (11) 173 696 ⁽¹³⁾ U1
		(51) МПК <i>F16L 3/14</i> (2006.01)
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ		
(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ		
<p>(21)(22) Заявка: 2016147312, 01.12.2016</p> <p>(24) Дата начала отсчета срока действия патента: 01.12.2016</p> <p>Дата регистрации: 06.09.2017</p> <p>Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 01.12.2016</p> <p>(45) Опубликовано: 06.09.2017 Бюл. № 25</p> <p>Адрес для переписки: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Уфимский государственный нефтяной технический университет, патентный отдел</p>	<p>(72) Автор(ы): Шамилов Хирамагомед Шехмагомедович (RU), Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович (RU), Хасанов Рустям Рафикович (RU), Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович (RU), Гулин Денис Алексеевич (RU)</p> <p>(73) Патентообладатель(и): Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU)</p> <p>(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2316630 C2, 10.02.2008. RU 2166026 C1, 27.04.2001. RU 2095519 C1, 10.11.1997. RU 2525992 C1, 20.08.2014.</p>	RU 173696 U1
<p>(54) Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах</p> <p>(57) Реферат:</p> <p>Полезная модель относится к строительству и эксплуатации магистральных трубопроводов и используется при прокладке трубопровода на участках со слабонесущими грунтами (талики, болота). Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах содержит несущий элемент с тягами и хомутом. Буронабивные сваи используются в качестве несущего элемента и устанавливаются по обе стороны от магистрального трубопровода с определенным промежутком. Тяги огибают трубопровод сверху и снизу, выполнены в виде</p>		
<p>двух стальных тросов с талрепом на каждом конце и крепятся к буронабивной свае с помощью закладного элемента. Петли на концах тросов фиксируются зажимами. Хомут, надеваемый на трубопровод, выполняют разъемным, его половины стыкуются с помощью двух шпилек с каждой стороны. Каждый из двух стыков имеет два отверстия, которые образуют петли для прохождения стальных тросов. Технический результат состоит в обеспечении стабильного положения участков подземного трубопровода в слабонесущих грунтах.</p>		
RU 173696 U1		

Рисунок Б.2 – Патент на полезную модель «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в слабонесущих грунтах»

Приложение В
(рекомендуемое)

Патент на изобретение «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов»



Рисунок В.1 – Патент на изобретение «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов»


РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ 		(19) RU (11) 2 643 914 ⁽¹³⁾ C1 (51) МПК <i>F16L 1/06</i> (2006.01) <i>E02D 27/46</i> (2006.01)
ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ		
(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ		
(52) СПК <i>F16L 1/06 (2017.08)</i>		
(21)(22) Заявка: 2016147297, 01.12.2016 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 01.12.2016 Дата регистрации: 06.02.2018 Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 01.12.2016 (45) Опубликовано: 06.02.2018 Бюл. № 4 Адрес для переписки: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Уфимский государственный нефтяной технический университет, патентный отдел	(72) Автор(ы): Шамилов Хирамагомед Шехмагомедович (RU), Султанмагомедов Султанмагомед Магомедтагирович (RU), Хасанов Рустям Рафикович (RU), Султанмагомедов Тимур Султанмагомедович (RU), Гулин Денис Алексеевич (RU)	RU 2 643 914 C1
(54) УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОКЛАДКЕ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ (57) Реферат: Изобретение относится к строительству и эксплуатации магистральных трубопроводов и используется при прокладке трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами. Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов содержит несущий элемент с тягами и хомутом. В качестве несущего элемента используют буронабивные сваи с системой термостабилизации грунта, устанавливаемые по обе стороны от трубопровода глубже ореола оттаивания. Тяги огибают трубопровод сверху и		
		(73) Патентообладатель(и): Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU)
		(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2316630 C2, 10.02.2008. RU 2525992 C1, 20.08.2014. RU 2601651 C1, 10.11.2016. RU 2074998 C1, 10.03.1997. US 4338045 A, 06.07.1982.
		снизу, выполнены в виде двух стальных тросов с талрепом на каждом конце и крепятся к буронабивной свае с помощью закладного элемента. Петли на концах тросов фиксируются зажимами. Хомут, надеваемый на трубопровод, выполняют разъемным, его половины стыкуются с помощью двух шпилек с каждой стороны. Каждый из двух стыков имеет два отверстия, которые образуют петли для прохождения стальных тросов. Технический результат состоит в обеспечении стабильного положения участков подземного трубопровода во многолетнемерзлых грунтах. 3 ил.

Рисунок В.2 – Патент на изобретение «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов»

Приложение Г
(рекомендуемое)
Справки о внедрении



	<p>Pipe building ООО «ПАЙП БИЛДИНГ»</p>	<p>Общество с ограниченной ответственностью ООО «Пайп Билдинг» Юридический адрес: 450064, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Новочеркасская д.4, офис 216 ИНН 0277953691 ОГРН 1210200004035 E-mail: pipe-bld@yandex.ru</p>
<p>В диссертационный совет 24.2.428.03 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1</p>		
<p>СПРАВКА</p>		
<p>Выводы и практические рекомендации, полученные аспирантом кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности» ФГБОУ ВО УГНТУ Шамиловым Хирамагомедом Шехмагомедовичем в опубликованных трудах на основании проведенных экспериментальных исследований в университете, также в патенте Российской Федерации на изобретение №2643914 «Устройство для обеспечения проектного положения подземного трубопровода при прокладке в условиях многолетнемерзлых грунтов» применяются на нашем предприятии в процессе производства строительного-монтажных работ при закреплении трубопроводов в мерзлых грунтах.</p>		
<p>Генеральный директор</p>		<p>Салимгареев А.А.</p>

Рисунок Г.1 – Справка о внедрении ООО «Пайп Билдинг»

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО «УГНТУ»)ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450064, Тел.: (347) 242-03-70, факс: (347) 243-14-19, <http://www.rusoil.net>, E-mail info@rusoil.net
ИНН 0277006179, ОГРН 1020203079016, ОКПО 02069450, КПП 027701001

07.10.2021 № 077 - 29 / 33

На № _____ от _____

В диссертационный совет 24.2.428.03
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1**СПРАВКА**

Выводы и рекомендации, полученные аспирантом кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» Шамиловым Хирамагомедом Шехмагомедовичем в опубликованных трудах на основании проведенных теоретических и экспериментальных исследований по теме «Повышение эксплуатационной надежности подземных магистральных газопроводов в условиях островного распространения мерзлых грунтов», используются в учебном процессе УГНТУ при чтении лекций, проведении практических и лабораторных занятий по дисциплинам «Сооружение магистральных и промысловых трубопроводов», «Прочность и устойчивость трубопроводных конструкций», «Строительство переходов и сложных участков газонефтепроводов» для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

Проректор
по учебной работе

И.Г. Ибрагимов

Рисунок Г.2 – Справка о внедрении ФГБОУ ВО «УГНТУ»

Приложение Д
(рекомендуемое)
Дипломы и гранты

	香港科技大學 THE HONG KONG UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY	教務處 ACADEMIC REGISTRY
---	--	--------------------------

Our Ref : 20411970 14 DEC 2016

TO WHOM IT MAY CONCERN

This is to certify that Mr SHAMILOV Khiramagomed [Passport No. 719025269] has been enrolled as a full-time student of the University in the postgraduate visiting internship program from 19 September 2016 to 15 December 2016.



Florence Lui (Ms)
for Head, Academic Records and Registration
Academic Registry



RK/FL/kh
262/Testi71.doc

香港九龍清水灣 Clear Water Bay, Kowloon, Hong Kong

Рисунок Д.1 – Сертификат о научно-исследовательской стажировке в Гонконгском университете науки и технологии