

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

На правах рукописи



ГЛУХОВА ЗЕМФИРА РУСЛАНОВНА

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ УСТОЙЧИВОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ, ПРОЛОЖЕННЫХ «САМОПОГРУЖЕНИЕМ» С
ПОВЕРХНОСТИ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ 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, профессор
Гаррис Нина Александровна

Уфа - 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1 Анализ состояния магистральных трубопроводов при различных способах прокладки в условиях многолетнемерзлых грунтов	12
1.1 Преимущества и недостатки способов прокладки магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов.....	12
1.1.1 Уменьшение теплового воздействия на мерзлоту при наземной прокладке трубопровода.....	12
1.1.2 Опыт эксплуатации трубопроводов при подземной прокладке.....	14
1.1.3 Обеспечение принципа "невторжения в грунт" при наземной прокладке трубопровода	24
1.1.4 Последствия перехода мерзлых грунтов в категорию техногенных грунтов.....	31
1.2 Исследование накопленного опыта эксплуатации трубопроводов в режиме самопогружения с поверхности.....	35
1.2.1 Анализ патентных разработок, соответствующих принципу невторжения в грунт.....	35
1.2.2 Наземная прокладка трубопровода самопогружением с дневной поверхности	37
Выводы по 1 главе.....	40
2 Предупреждение прогрессирующего таяния мерзлого грунта вокруг наземного трубопровода путем регулирования теплообмена.....	41
2.1 О необходимости экологического регулирования теплообмена трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах	41
2.2 Реализация принципа невторжения в грунт с целью минимизации теплового воздействия трубопровода на мерзлоту.....	42
2.2.1 Теплообмен наземного трубопровода в насыпи в зимние месяцы.....	50
2.2.2 Теплообмен наземного трубопровода в насыпи в летние месяцы	50
2.2.3 Теплообмен наземного теплоизолированного трубопровода	51
2.3 Температурный режим трубопровода с ограничением радиуса протаивания в мерзлоте и его анализ	52
2.4 Производительность нефтепровода как управляющий фактор технологического регулирования.....	59
2.5 Параметрический анализ теплогидравлического режима эксплуатации наземного трубопровода.....	62
Выводы по 2 главе.....	65

3 Теплообмен наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхностью	67
3.1 Комплексный подход к решению задач теплообмена с мерзлыми грунтами	67
3.2 Постановка задачи.....	71
3.3 Эффект ранней стабилизации положения оси трубопровода	72
3.4 Алгоритм расчета самопогружения наземного трубопровода до стабильной отметки при регулируемом теплообмене	81
3.5.1 Исходные данные	85
3.5.2 Сравнительная оценка вариантов расчета оптимального режима эксплуатации без учета осадки трубопровода	88
3.5.3 Расчет оптимального режима эксплуатации с учетом осадки/выпучивания трубопровода	91
Выводы по 3 главе.....	99
4 Экспериментальное обоснование способа прокладки наземного трубопровода в насыпи с учетом самопогружения в условиях многолетнемерзлых грунтов	100
4.1 Описание экспериментальной установки	102
4.2 Моделирование теплового взаимодействия наземного трубопровода с многолетнемерзлым грунтом.....	108
4.3 Планирование эксперимента.....	113
4.4 Постановка и описание экспериментов	119
Заключение	139
Список литературы	141
Приложение 1	164
Приложение 2	169
Приложение 3	172
Приложение 4	180
Приложение 5	181
Приложение 6	191
Приложение 7	192
Приложение 8	193

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время существуют основополагающие рекомендации и методики расчета для проектирования трубопроводов на мерзлых грунтах (СП 36.13330.2012, СП 86.13330.2022, СП 25.13330.2020, СП 47.13330.2016, СП 22.13330.2011, СП 24.13330.2011, СП 21.13330.2012), в которых описано тепловое и механическое взаимодействие трубопровода с окружающим мерзлым массивом при его последующей эксплуатации. На сегодняшний день в методиках отсутствуют тепловые расчеты, позволяющие на этапе проектирования прогнозировать и ограничивать «климатические» изменения параметров теплообмена подземного, наземного и надземного трубопроводов, определяющих развитие ореолов протаивания, бугров пучения. Трубопровод, как источник тепла, нарушает равновесные теплообменные процессы в грунте, что приводит к прогрессирующему протаиванию, промерзанию основания трубопровода. Одним из основных факторов, снижающих эксплуатационную надежность, является тепловое влияние трубопроводов на многолетнемерзлые грунты.

Для сохранения естественного мерзлотного состояния грунтов основания необходимо обеспечить работу трубопровода таким образом, чтобы его тепловой режим сочетался с тепловым режимом грунтов. То есть тепловой поток от стенки трубы не должен достигать поверхности грунта. Для этого необходимо принятие к разработке такого способа прокладки трубопровода, при котором имеется возможность обеспечить квазистойчивое состояние даже при случайном возникновении криогенных процессов путем технологического регулирования режимов теплообмена. Необходимым условием при этом является исключение прогрессирующего таяния грунта под трубопроводом. Достаточным условием является недопустимость смерзания трубопровода с грунтом. Оба этих условия отвечают требованиям экологической безопасности окружающей среды.

Для осуществления способа регулирования теплообмена трубопровода с мерзлым грунтом рассмотрен наземный способ прокладки трубопровода на ненарушенном мерзлом основании, который отвечает принципу минимального вторжения в грунт. При строительстве магистральных трубопроводов в условиях мерзлых грунтов наземный способ прокладки в насыпи допускается и предусматривается нормами технологического проектирования, но не регламентируется по причине недостаточной изученности.

Регулирование ореола протаивания позволяет минимизировать влияние оттаивания и промерзания грунта вокруг трубопровода в процессе эксплуатации, избежать неконтролируемую просадку и пучение, минимизировать их величину, исключить карстовые процессы, обеспечить восстановление многолетней мерзлоты в зимний период.

Актуальность проблемы обеспечения тепловой устойчивости трубопроводов, проложенных в мерзлых грунтах, также определена Стратегией развития арктической зоны и обеспечения национальной безопасности до 2035 года, согласно Указу Президента Российской Федерации, в которой одной из основных опасностей для развития выделено интенсивное потепление климата в Арктике, происходящее в 2-2,5 раза быстрее, чем в целом по планете.

Степень разработанности темы исследования

В настоящее время проведен большой объем теоретических и экспериментальных исследований в области проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводов на мерзлых грунтах. Способам прокладки магистральных и промысловых трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах посвящены работы О.Б.Андерсленда, Д.М.Андерсона, В.В.Анисимова, Р.Н.Бахтизина, А.М.Большакова, П.П.Бородавкина, В.А.Бронникова, Л.И.Быкова, Ю.К.Васильчука, Н.А.Гаррис, Р.Ф.Гильмутдинова, А.К.Дерцакяна, Л.А.Димова, Ю.Д.Земенкова, В.П.Зырянова, С.С.Караваева, Н.А.Колоколовой, Г.Е.Коробкова, С.Е.Кутукова, Ю.В.Лисина, Ф.М.Мустафина, Г.Э.Одишария, А.Н.Сапсая, С.М.Соколова, С.М.Султанмагомедова, С.К.Рафикова, П.А.Ревель-Муроza,

В.В.Харионовского, Н.Н.Хренова, А.М.Шаммазова, М.М.Шаца и др. Решению вопросов теплообмена трубопровода с мерзлым грунтом посвящены работы Г.В.Аникина, И.Н.Бирилло, Ю.А.Велли, Н.А.Гаррис, С.Е.Гречищева, Б.И.Далматова, В.И.Докучаева, Г.М.Долгих, В.А.Иванова, Н.Н.Карнаухова, Б.Л.Кривошеина, В.Г.Крылова, А.С.Кузьбожева, С.Я.Кушнина, В.С.Ласточкина, Г.В.Порхаева, Т.И.Работинской, И.И.Рожина, П.И.Тугунова, Р.Э.Фримана, Л.Н.Хрусталева, А.Б.Шабарова, И.В.Шишкина, В.А.Юфина, В.П.Яблонского, А.Л.Ястребова, и др.

В виду сложности учета теплового взаимодействия с техногенными грунтами, остаются нерешенными вопросы обеспечения тепловой устойчивости трубопроводов, проложенных в пучинистых и слабонесущих мерзлых грунтах.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют пункту 2 паспорта научной специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ: научные основы системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования конструкций, прочностных, гидромеханических, газодинамических и теплофизических расчетов сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, подземных и наземных газонефтехранилищ, терминалов, инженерной защиты и защиты от коррозии, организационно-технологических процессов их сооружения, эксплуатации, диагностики, обеспечения системной надежности, механической и экологической безопасности.

Цели и задачи работы

Цель диссертации заключается в разработке и обосновании способа регулирования (ограничения) теплообмена магистрального наземного трубопровода в насыпи с окружающим мерзлым грунтом в заданном диапазоне ореола протаивания при укладке трубопровода на ненарушенную мохово-

торфяную поверхность с постепенным самопогружением до проектной отметки при его эксплуатации.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Анализ исследований, в которых описаны причины возникновения и развития опасных геокриологических процессов в мерзлых грунтах в основании подземных, наземных, надземных трубопроводов с целью выявления способа прокладки, обеспечивающего сохранность окружающей среды при минимальном тепловом влиянии на грунт.

2. Постановка и решение трехмерной задачи (по сечению и по длине трубопровода) регулируемого теплообмена наземного трубопровода в насыпи с наличием ореола протаивания в мерзлоте при сложных граничных условиях и составление алгоритма расчета температурного режима трубопровода с учетом сдвига по фазе процессов теплопередачи во вмещающем грунте.

3. Постановка и решение сопряженной задачи взаимодействия трубопровода с грунтом при регулировании теплообмена трубопровода и при вертикальном перемещении трубопровода в оттаивающем грунте при прокладке самопогружением, разработка методики расчета.

4. Экспериментальное подтверждение остановки прогрессирующего протаивания грунта в основании трубопровода при регулировании теплообмена наземного трубопровода в насыпи, уложенного самопогружением с дневной поверхности на мохово-торфяном мерзлом основании.

Научная новизна

1. Разработана математическая модель сбалансированного внешнего теплообмена изотермического наземного нефтепровода в насыпи с мерзлым грунтом, которая обеспечивает теплообмен в заданных границах за счет сдвига по фазе процессов теплопередачи в грунте, что подтверждается уменьшением ореола протаивания вокруг трубопровода в 8 раз при регулировании теплообмена трубопровода с температурой наружной поверхности стенки $0...1\text{ }^{\circ}\text{C}$, колебании производительности в течение года в пределах 0,4 %.

2. Разработана новая методика расчета оптимального изотермического режима перекачки по наземному нефтепроводу в насыпи, уложенному самопогружением с дневной поверхности на мохово-торфяном основании, основанная на уравнении сбалансированного теплообмена трубопровода с окружающей средой и учитывающая изменение положения трубопровода при оседании насыпи и грунтов основания во времени на неоднородных мерзлых грунтах.

3. Экспериментально, с использованием комплекса критериальных уравнений для моделирования процессов теплопередачи на лабораторной установке, подтверждена остановка прогрессирующего протаивания грунта в основании наземного трубопровода в насыпи к 3 году эксплуатации при условии ограничения ореола протаивания и прокладки способом «самопогружения» с мохово-торфяной поверхности.

Теоретическая значимость работы

Теоретическая значимость исследований заключается в выявлении физического эффекта аккумуляции холода во вмещающем грунте за зимний период, защищающего от прогрессирующего таяния грунт под наземным трубопроводом в летний период и возникающего при технологическом регулировании теплообмена.

Разработана методика, построен алгоритм и разработана программа для расчета температурного режима трубопровода с ограничением радиуса протаивания в мерзлоте для наземного трубопровода в насыпи, проложенного по дневной поверхности самопогружением на мохово-торфяном основании.

Практическая значимость работы

Результаты научной работы внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО УГНТУ в виде учебно-методического пособия к выполнению курсового проектирования по дисциплинам «Ресурсосбережение при эксплуатации нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов», «Эксплуатация трубопроводов в условиях мерзлоты и повышенной коррозионной активности».

Разработанная методика расчета позволяет на стадии проектирования и в процессе эксплуатации трубопровода рассчитывать температурный режим наземного трубопровода в насыпи с учетом сезонных изменений теплофизических характеристик окружающей среды, осадки и пучения грунтов основания, что обеспечивает безопасный стабильный режим перекачки с минимальными колебаниями температуры в течение года при условии сохранности окружающей среды.

Наземный способ прокладки трубопроводов в насыпи на ненарушенном мерзлом мохово-торфяном основании с учетом «самопогружения» трубопровода при сбалансированном теплообмене с окружающей средой позволяет уменьшить глубину протаивания грунта в основании трубопровода во много раз (в 8 раз при температуре наружной поверхности стенки трубопровода $0...1$ °С и колебании производительности в течение года в пределах 0,4 %) и предотвратить дальнейшее прогрессирование процесса оттаивания.

Результаты исследований рассмотрены ООО «Экспертсервиспроект» и учитываются в проверочных (приближенных) расчетах при проектировании сооружений, расположенных на мерзлых грунтах.

Методика расчета температурного режима трубопровода с ограничением радиуса протаивания в мерзлоте, предложенная в диссертационной работе, использована ООО «РН-БашНИПИнефть» для прогнозирования теплогидравлических режимов работы конденсатопровода. Результаты расчетов позволили снизить температуру перекачиваемого продукта в 2 раза при сохранении производительности трубопровода.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи в работе решались аналитически и экспериментально.

При проведении теоретических исследований использованы метод смены стационарных состояний, классические положения теории теплопередачи и механики грунтов, прикладные исследования по проектированию, строительству, эксплуатации магистральных трубопроводов.

Экспериментальные исследования проводились на лабораторной установке с использованием методов физического и математического моделирования.

Положения, выносимые на защиту

1. Математическая модель сбалансированного внешнего теплообмена наземного нефтепровода в насыпи с мерзлым грунтом, позволяющего уменьшить ореол протаивания вокруг трубопровода в 8 раз при идентичных условиях теплообмена и одинаковой температуре наружной поверхности стенки трубопровода $0...1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2. Методика расчета оптимального температурного режима наземного нефтепровода в насыпи, уложенного самопогружением с дневной поверхности на мохово-торфяном мерзлом основании, позволяющего предотвратить прогрессирующее протаивание основания трубопровода.

3. Результаты экспериментальных исследований теплового взаимодействия наземного нефтепровода в насыпи, уложенного самопогружением с дневной поверхности на мохово-торфяном основании, с мерзлым грунтом при сбалансированном теплообмене, подтверждающие, что процесс протаивания основания трубопровода останавливается к 3 году эксплуатации трубопровода за счет аккумуляции холода во вмещающем грунте за зимний период.

Степень достоверности

В диссертационной работе были корректно использованы соответствующие математические методы и формулы, вычислительные программные комплексы, оборудование, средства измерений и методики. Достоверность научных положений и полученных результатов аналитических и экспериментальных исследований подтверждаются малой величиной расхождений между ними при сопоставлении результатов, которые коррелируются и не противоречат результатам аналогичных и близких к тематике научных работ, опубликованных в отечественной литературе.

Апробация результатов

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: VIII – ой Международной научно-технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта» (г. Новополюцк, 25-28 ноября 2014 г.); X, XI, XII, XIV, XVIII – ых Международных учебно-научно-практических конференциях «Трубопроводный транспорт – 2015, 2016, 2017, 2019, 2023» (г. Уфа, 2015-2023 гг.); Материалы Международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 06-07 февраля 2020 г.), заочном этапе XVII – го Всероссийского конкурса молодежных авторских проектов и проектов в сфере образования, направленных на социально-экономическое развитие российских территорий «Моя страна - моя Россия» (г. Москва, 2020 г.); Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (г. Тюмень, 28-29 мая 2020 г.); Международной мультидисциплинарной конференции по промышленному инжинирингу и современным технологиям FarEastCon-2020 (г. Владивосток, 06-09 октября 2020 г.).

Публикации

По материалам диссертационной работы опубликованы 17 печатных работ, в том числе 7 статей в ведущих рецензируемых журналах, входящих в список ВАК при Министерстве науки и высшего образования в РФ, 7 из них по специальности 2.8.5. Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ (технические науки), 1 статья в журнале, входящем в международную реферативную базу данных и систему цитирования Web of Science и Scopus.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов по главам, заключения, списка литературы, изложена на 193 страницах машинописного текста и содержит 16 таблиц, 54 рисунка, список литературы из 197 наименований, 8 приложений.

1 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СПОСОБАХ ПРОКЛАДКИ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

1.1 Преимущества и недостатки способов прокладки магистральных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов

1.1.1 Уменьшение теплового воздействия на мерзлоту при надземной прокладке трубопровода

Согласно [162], проектирование и расчет надземного способа прокладки трубопровода выполняется в соответствии с I принципом использования вечноммерзлых грунтов в качестве основания.

Надземные трубопроводы прокладываются по зигзагообразной схеме (подобная схема прокладки позволяет самокомпенсировать возникающие напряжения в трубопроводе) либо по прямолинейной схеме (подобная схема возможна только с использованием компенсаторов) с опорами, с креплением трубопровода подвесками.

В 1978 году в Ухте проводились первые экспериментальные исследования надземной прокладки на трубопроводе диаметром 1220 мм. Во время исследований были изучены конструкции опор, способы регулирования высоты трубопроводов, свайные и плитные фундаменты и т.д.

Надземная прокладка имеет широкое распространение даже несмотря на то, что при применении новейших конструкций опор трубопроводов и свайных фундаментов АО «Конар» для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» не была обеспечена безаварийная эксплуатация нефтепровода.

Мониторинг газопроводов Западной Сибири показал, что с 1969 года на газопроводе «Мессояха – Норильск» увеличилась среднегодовая температура

мерзлоты на 0,8-1,5 °С на надземных участках [116]. Повышение температуры на участке с надземной прокладкой привело к колебаниям опор трубопровода 5-10 см в год под воздействием сил пучения. За первые годы эксплуатации газопровода число аварий достигло 130, среди которых крупные аварии 1969 и 1979 годов [122].

Экспериментальными исследованиями, а также практикой эксплуатации систем промораживания доказано, что искусственное охлаждение грунтов может стать причиной появления искусственно наведенных бугров пучения.

На Рисунке 1.1 показано разрушение надземной опоры газопровода диаметром 1420 мм при переходе через р. Ен-Яха. Четырехсвайная металлическая опора при промерзании грунта поднимается на 1,5 м [136].



Рисунок 1.1 – Выдавливание свай надземного перехода газопровода через р. Ен-Яха

Многолетний опыт эксплуатации трубопроводов на мерзлоте показал, что трубопроводы расположенные на увлажненных, обводненных грунтах имеют значительные вертикальные перемещения, которые превышают значения нормативного морозного пучения грунтов при промерзании деятельного слоя.

Приведенные примеры нарушения устойчивости и деформации трубопроводов на мерзлоте из-за выпучивания носят массовый характер [6, 91].

Для определения устойчивости свайных опор трубопроводов на промерзающих грунтах был поставлен эксперимент на модели в натуральную

величину, условия эксперимента были максимально приближены к условиям промерзания талых, обводненных грунтов [136]. Эксперимент показал, что трубопровод диаметром 159 мм прогнулся вверх на 2 мм при толщине стенки трубопровода 4 мм в результате образования наледи в замкнутом талом пространстве, возникшей при высоком давлении поровой влаги и обладающей высокой разрушительной способностью.

Многие исследователи считают рациональным использование надземного способа прокладки в условиях мерзлых грунтов, если конструкция надземных опор будет удовлетворять как экологической безопасности, так и требованиям экономичности. При обустройстве свай под опоры трубопровода применяется тяжелая техника, что приводит к образованию вокруг металлических свай зон протаивания, а также оврагообразования. Грунты переходят в категорию техногенных грунтов, что регламентируется согласно ГОСТ 25100-2020 «Грунты» [49]. При обратном смерзании это приводит к выпучиванию свай. Тепловое воздействие либо вмешательство в грунт нарушает несущую способность свай и снижает работоспособность и надежность свай в качестве опор. Также при применении термосвай удорожается стоимость проекта, усложняется технология строительства, при том, что это не защищает построенный трубопровод от выпучивания свай.

Опыт эксплуатации северных трубопроводов показал, что при надземной прокладке, несмотря на тщательное изучение и проработку вопросов проектирования и сооружения термосвай и свайных фундаментов, магистральные трубопроводы довольно часто оказываются в аварийном состоянии.

1.1.2 Опыт эксплуатации трубопроводов при подземной прокладке

Проектирование и расчет подземного способа прокладки выполняется по II принципу использования вечномерзлых грунтов в качестве основания, согласно [162].

При строительстве и эксплуатации трубопроводов на мерзлых грунтах со временем появляются участки непроектного положения в виде выпучивания, арочных выбросов, перемещения на поверхность, провалов. Трубопровод может переместиться на поверхность грунта, чему способствует пучение грунта, и провалиться вниз, чему способствует тепловая осадка. Подобное происходит в результате неправильного принятия проектных решений по тепловому взаимодействию нефтепровода с мерзлым грунтом.

Подземная прокладка трубопроводов с балластировкой была применена на газопроводах диаметром 1220-1420 мм «Медвежье-Надым-Пунга», «Уренгой-Надым», а также на газопроводах меньшего диаметра «Мессояха-Норильск», «Тас-Тумус-Якутск». В течение первых 3-4 лет вдоль газопроводов происходили интенсивные процессы обводнения, заболачивания, и как следствие всплытие трубопроводов. Относительная стабилизация грунтовых процессов с зарастанием трассы трубопровода растительностью составила 7-8 лет. Для полного восстановления растительности магистральных газопроводов потребовалось около 15-16 лет [30].

В статье [166], при классификации дефектов магистрального газопровода «Сила Сибири», одной из основных причин возникновения дефектов называется изменение проектного положения оси магистрального газопровода при всплытии, выпучивании, провисании, просадке, вызываемых инженерно-геологическими факторами и процессами в грунте (Рисунок 1.2, 1.3, 1.4).



Рисунок 1.2 – Активная термоэрозия в средней части магистрального газопровода «Сила Сибири», 2011 г. [189]



Рисунок 1.3 – Всплытие трубы на участке трассы [166]



Рисунок 1.4 – Морозное пучение грунта в основании газопровода [166]

По данным [106] на магистральном газопроводе «Уренгой-Сургут-Челябинск» имеется около 10% участков от длины газопровода с непроектным положением в виде оголения, всплытия, арочных выбросов. Изменения проектного положения трубопроводов обусловлены тем, что трубопроводы при строительстве и эксплуатации в условиях мерзлых грунтов подвержены пространственным перемещениям из-за сложного теплового и силового взаимодействия с окружающими их грунтами.

Часто восстановление проектного положения оси трубопровода становится невозможным. На участке трубопровода «Голмуд-Лхаса» в Китае, проложенного в «теплой» вечной мерзлоте, по причине постоянного смерзания и таяния грунта вокруг трубопровода с 1977 года произошло порядка 30 утечек и 4 разрыва трубопровода, возникли оголенные участки трубопровода. Экономические потери от ремонта участков, потерявших стабильность, были огромные [27].

Подобные случаи, связанные с нестабильным положением, наблюдаются и на российских трубопроводах, проложенных в сезонно оттаивающих и промерзающих грунтах.

В статье [22] описаны проблемы, возникшие при эксплуатации первой нитки ВСТО. С 2009 по 2014 гг. постепенно увеличивалась мощность нефтепровода с 30 млн. т в год до 58 млн. т в год, соответственно повышалась и температура транспортировки нефти. Рост теплового воздействия нефтепровода на мерзлые грунты вызвал активизацию термокарстовых процессов и превышение допустимых планово-высотных изменений положения нефтепровода (Рисунок 1.5, 1.6).



Рисунок 1.5 – Обводненный участок ВСТО, Северикан-Тимптон, [69, 191]



Рисунок 1.6 – Ледогрунтовая стенка траншеи подземного нефтепровода ВСТО диаметром 1040 мм (март 2014 г.) [22]

На участках ВСТО-1 с просадочными грунтами для уменьшения возникновения деформаций трубопровода были реализованы такие технические решения, как нанесение тепловой изоляции, устройство опор с подвеской, установка подземных опор, замена льдистого грунта под трубопроводом, надземная прокладка на опорах с термостабилизацией грунтов.

Данные мероприятия потребовали огромных вложений, возникли дополнительные трудности вследствие разрушения структуры мерзлых грунтов и растительного покровов, о чем, в частности, свидетельствуют примеры строительства Транс-аляскинского нефтепровода (Рисунок 1.7) [22], нефтепровода «Заполярье — Пурпе» [108, 112], более 80% которого проходит по районам вечной мерзлоты, нефтепровода «Куюмба-Тайшет» [151] и др.



Рисунок 1.7 – Увеличение площади термокарста на технологической дороге Трансаляскинского нефтепровода [22]

Эффективность термостабилизации отмечена также в статье [151]. На основе теплотехнических расчетов выявлено, что использование проветриваемого подполья совместно с сезоннодействующими охлаждающими устройствами на площадочных объектах магистрального трубопровода «Куюмба-Тайшет» обеспечивает понижение температуры грунтов в основании зданий и сооружений до нормативных значений за один зимний сезон.

Однако, несмотря на свою эффективность, термостабилизаторы имеют недостаток: при неравномерном промораживании грунтов они могут образовывать наведенные бугры пучения. Авторы работы [128] обосновывают возможность механических повреждений подземного газопровода под действием сил морозного пучения при проведении обратного промораживания грунта вокруг трубопровода.

Согласно [57] по данным на 2003 г. в коридоре девяти ниток газопровода «Ямбург-Ныда» насчитывалось свыше 580 (6,5% общей протяженности) оголенных, всплывших, выпучившихся участков на оттаявших многолетнемерзлых грунтах (торф, супесь, суглинок). Характерный вид нарушений проектного положения газопроводов представлен на Рисунке 1.8 [133].



Рисунок 1.8 – Нарушения проектного положения газопроводов на мерзлоте
Надымского линейного производственного управления [133]

При эксплуатации первой нитки трубопровода «Ямбург-Уренгой» в условиях мерзлоты, с положительной температурой конденсата, грунты оснований трубопровода были «растеплены», просели, притрубное пространство обводнилось. На наиболее обводненных участках произошли продольные перемещения трубопровода с образованием «арок выдавливания». Вторую нитку запустили при переходе на режим с отрицательной температурой перекачки. Но и на холодном трубопроводе также не удалось предотвратить развитие негативных термокарстовых процессов в мерзлом грунте вдоль трассы [180].

Наблюдения за подземным газопроводом «Надым - Пунга» (Рисунок 1.9) показали, что начиная с 1970 по 2007 гг. 60-70% трубопровода на мерзлых грунтах и 22-48% трубопровода на талых грунтах подверглись выпучиванию и всплытию [193]. За 10-15 лет образовался ореол оттаивания, достигающий в отдельных случаях 6-7 м в радиусе [116].



Рисунок 1.9 – Заболоченный участок трассы
газопровода «Надым-Пунга» [117]

Пример протокола обследования напряженно-деформированного состояния нарушенного участка газопровода «Надым-Пунга» показан на Рисунке 1.10.

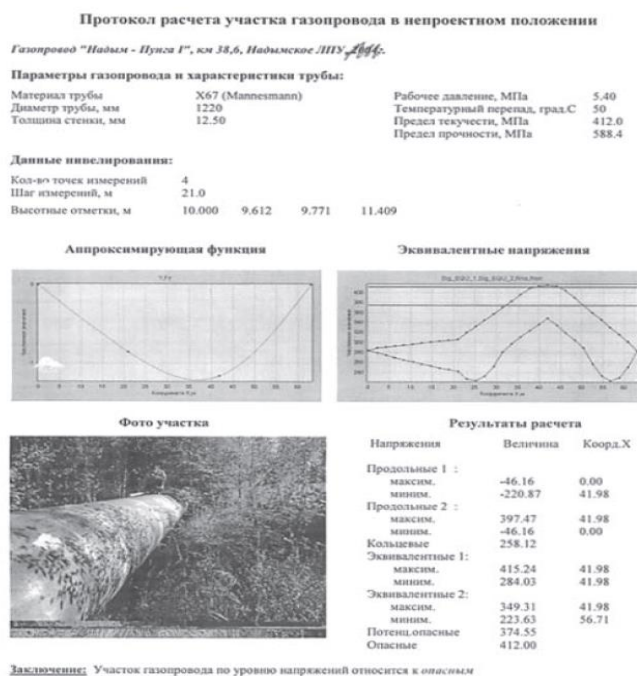


Рисунок 1.10 – Протокол обследования участка газопровода «Надым-Пунга» в непроектном положении [133]

В статье [136] описан пример выталкивания конденсатопровода диаметром 325 мм подводного перехода через р. Марелова-Яха (Рисунок 1.11), уложенного в траншею на глубину 1 м ниже дна реки, засыпанного и забалластированного железобетонными утяжелителями.



Рисунок 1.11 – «Холодный» конденсатопровод диаметром 325, вытолкнутый из подводной русловой части р. Марелова-Яха [136]

Уменьшение влияния морозного пучения на трубопроводы возможно при замене пучинистого грунта на непучинистый, при устройстве компенсаторов вдоль трассы трубопровода. Выбор схемы прокладки на участках с мерзлыми грунтами определяется просадочностью грунтов при оттаивании. Однако, несмотря на все эти мероприятия, достичь стабильного и устойчивого положения оси трубопровода не удастся.

При проектировании подземного нефтепровода на многолетнемерзлых грунтах необходимо учитывать, что в зимнее время обратная засыпка траншеи осуществляется смесью, состоящей из мерзлого грунта, снега и льда, которая в летний период уменьшается в объеме. Летом траншея накапливает атмосферные, паводковые, поверхностные и грунтовые воды, что приводит к ее увеличению по ширине. В начальный период эксплуатации после завершения строительства трубопроводов на мерзлоте широко распространены траншейные провалы, которые приводят к оголению подземного трубопровода.

В [35, 43] приведено аналитическое решение и экспериментальное обоснование регламента эксплуатации подземного трубопровода в мерзлых грунтах, при котором тепло, уходящее в грунт, контролируется и регулируется, останавливается прогрессирующее таяние грунтов в основании трубопровода. При такой перекачке нефти сохраняется «талики» вокруг трубопровода, который способен проплавливать нарастающие бугры пучения.

Проблему опасности образования бугров пучения для подземного нефтепровода описали в работе [27]. Китайские ученые при исследовании миграционного бугра пучения на нефтепроводе «Голмуд — Лхаса» выяснили период его образования. Оказалось, что он сформировался в течение одного зимнего сезона — с декабря 2001 г. по март 2002 г. (Рисунок 1.12). Также они наблюдали за динамикой роста бугра пучения, в январе 2002 г. его размеры составили в длину 15 м, в ширину 8–11 м, в высоту 2,0–2,5 м, в феврале 2002 г. его высота уменьшилась до 1,5–2,0 м (Рисунок 1.12, а). Изменение положения оси подземного трубопровода под действием бугра пучения составила с

первоначальной глубины 0,5 м на высоту 1,6 м относительно поверхности земли (Рисунок 1.12, б), позже опустился до высоты 1,1 м над поверхностью земли, а к июлю исчез.

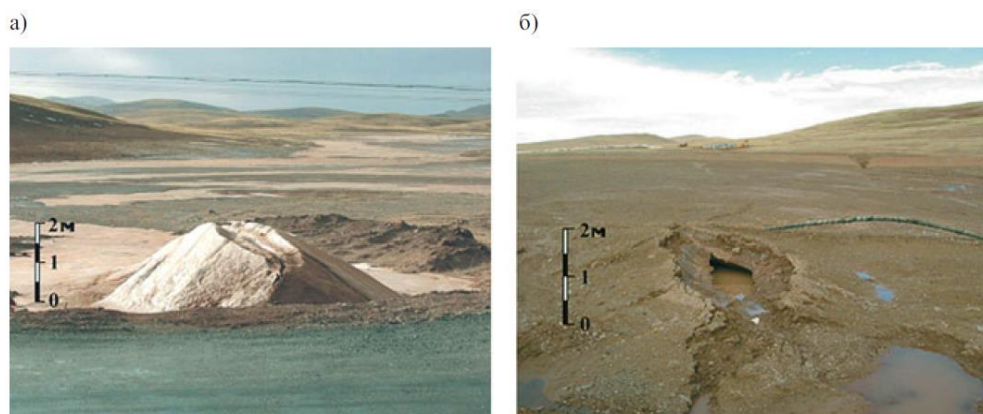


Рисунок 1.12 – Формирование и изменение миграционного бугра пучения нефтепровода «Голмуд-Лхаса»: а - бугор пучения в феврале 2002 г.; б – протаявший бугор и выпирание трубопровода в мае 2002 г.

Важно отметить, что при подземной прокладке трубопровода в мерзлом грунте сохранение оси в устойчивом положении не выполняется. При всплытии или выпучивании подземного трубопровода нарушается один из наиболее экологически значимых принципов: обеспечение условий преодоления препятствий при миграции оленей и других жителей тундры через проложенные коммуникации.

Необходимо отметить, что подземный трубопровод при условии сохранности окружающей среды [43] является экономически целесообразным способом прокладки, не требующим дополнительных затрат. Однако, возникает необходимость разработки мерзлых грунтов при производстве земляных работ, подобное приводит к изменению термодинамического равновесия грунта в основании трубопровода.

Необходимость земляных работ является довольно существенным недостатком, поскольку прочность, надежность, работоспособность линейных и

площадочных сооружений выше при меньшем нарушении мерзлотно – грунтового состояния основания сооружений.

1.1.3 Обеспечение принципа "невторжения в грунт" при наземной прокладке трубопровода

При стабильной температурной обстановке мерзлые грунты в районах их распространения очень прочны. Однако при нарушении растительного слоя температура поверхности грунта повышается и лед в структуре грунта тает, понижая несущую способность грунта. Возведенные сооружения при таянии грунтов разрушаются и деформируются. Многолетняя мерзлота, только при условии ее сохранности и естественного температурного режима, способна обеспечить отличную несущую способность для восприятия нагрузок от сооружений [41, 59, 75].

Следовательно, при проектировании, строительстве и эксплуатации трубопроводов необходимо сохранить естественное природное состояние многолетнемерзлых грунтов. Особо следует отметить, что растительность на ММГ очень чувствительна к антропогенным воздействиям. Восстановление мохового покрова из ягеля происходит более, чем за 50 лет. Поэтому изменение площади покрытия ягеля – это один из показателей антропогенного воздействия. Так по данным приведенным в статье [89] в период с 1988 по 2001 г. при стабильной эксплуатации Уренгойского месторождения ягельник уменьшился на 5,7%.

В статье [16] автор считает, что повреждение естественного растительного покрова при строительстве газопровода на мерзлых грунтах приводит к неизбежному оттаиванию грунтов в месте их повреждения. По этой причине происходит разжижение мерзлых грунтов, оголение, провисание, потеря устойчивости трубопровода. На Рисунке 1.13 изображена схема выброса магистрального газопровода с рабочим давлением 4,55 МПа.

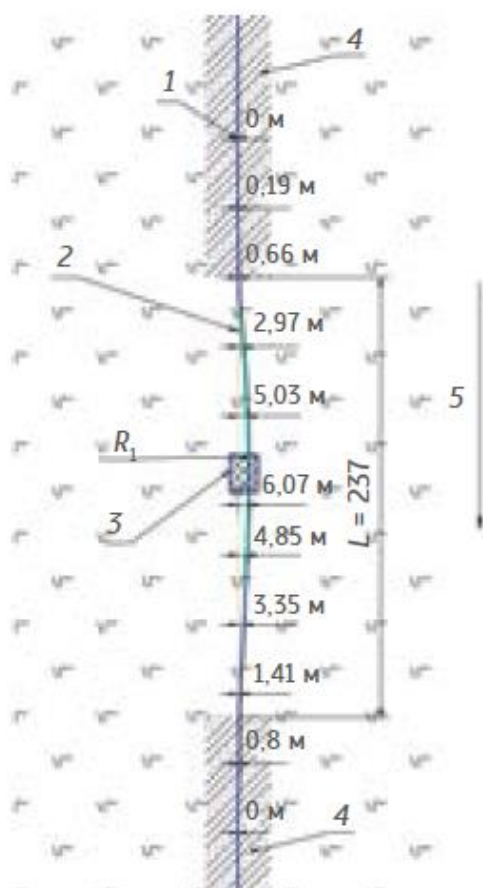


Рисунок 1.13 - Схема выброса газопровода (вид сверху):

1 – репер измерения горизонтального смещения оси газопровода; 2 – репер измерения вертикального смещения оси газопровода; 3 – участок с провисом газопровода, протяженностью 10 м; R_1 – максимальный радиус изгиба 888 м; L – открытый участок газопровода протяженностью 237 м; 4 – подземный участок газопровода; 5 – направление хода транспортируемого газа [16]

В результате оттаивания нестабильных многолетнемерзлых грунтов произошло заболачивание трассы газопровода протяженностью 1 км, из которых 10 м полностью оголились и произошло провисание трубопровода. Изменение положения трубопровода по горизонтали составило 6 м (Рисунок 1.14), по вертикали – 0,363 м (Рисунок 1.15). Участок газопровода с оголенной поверхностью имел длину – 237 м (Рисунок 1.13). На данном примере показана вероятность возникновения потерь работоспособности трубопроводов при повреждении естественного растительного покрова в основании при прокладке трубопровода на мерзлых грунтах.

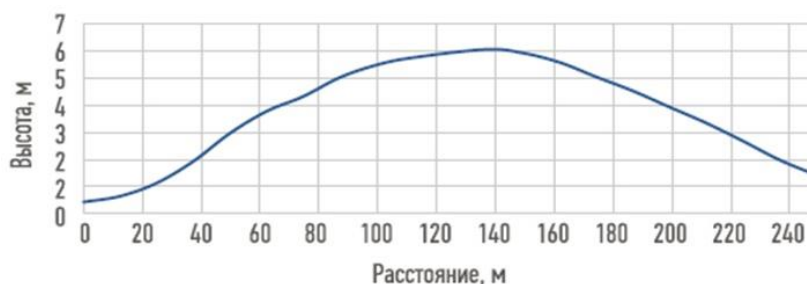


Рисунок 1.14 – Искривление оси газопровода по горизонтали

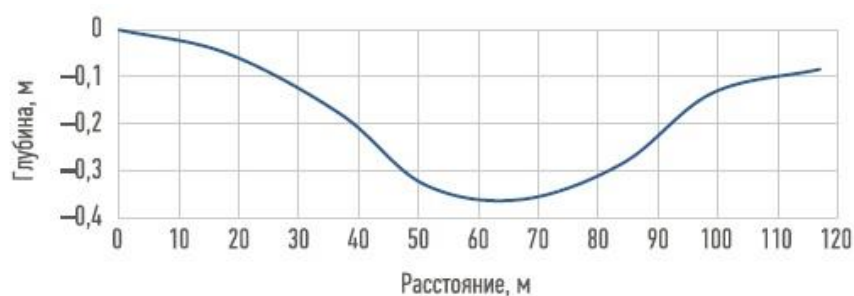


Рисунок 1.15 – Искривление оси газопровода по вертикали

Характерны проявления криогенных процессов, нарушающих работоспособность нефтепровода «Ванкор - Пурпе», который был введен в эксплуатацию в 2009 году. Его северная часть проложена в зоне распространения вечной мерзлоты надземным способом протяженностью 216 км, южная часть нефтепровода протяженностью 327 км уложена в траншею. При строительстве нефтепровода были применены новейшие технологии (теплоизоляционные материалы, термостабилизация грунтов, подземные компенсаторы). Тем не менее, к 2015 году возникла необходимость капитальной реконструкции нефтепровода. Согласно [193] на 360 км трубопровода наблюдались «критические деформации». Ю.К. Васильчук в статье [27] пишет об образовании большого числа термокарстовых озер глубиной 0,5-1,0 м, шириной до 10-20 м, бугров пучения высотой до 1-2 м вдоль южного участка трубопровода «Ванкор - Пурпе» с активным термоэрозионным размывом грунтов траншеи [26]. На северном участке трубопровода вследствие неэффективной работы термостабилизаторов была отмечена потеря несущей способности опор трубопровода [154]. Примеры арочных выпираний подземных трубопроводов представлены на Рисунке 1.16.



Рисунок 1.16 – Арочное выпирание подземных трубопроводов

Опыт эксплуатации трубопроводов на мерзлоте показывает, что потеря устойчивости и работоспособности трубопроводов происходит как при подземной, так и наземной прокладке. При использовании наземной прокладки вероятность возникновения отказов в разы меньше. Анализируя работу газопровода «Соленинское – Месояха – Норильск», в [174] отмечено, что за 23 года вероятность отказов на 1 км трубопровода для подземного участка составила 3, для наземного участка 0,42, для наземного участка 0,13.

При сравнении наземного способа прокладки трубопровода с подземной и наземной прокладкой можно выделить основные преимущества:

- отпадает необходимость в разработке траншеи, упрощается технология строительства;

- не требуется восстановление растительного слоя, сохраняется прочное мерзлое основание;
- отпадает необходимость в установке термостабилизаторов;
- обеспечивается подвижность трубопровода и самокомпенсация температурных напряжений в теле трубы;
- наземная укладка трубопровода экономичнее подземной: в монографии [55] доказано, что с увеличением диаметра трубопровода экономия при строительстве возрастает. Исключается применение металлических опор, свайных фундаментов.

Существуют и недостатки способа наземной прокладки

1. Разработка карьеров для материала засыпки.

2. Обустройство переходов для миграции животных и проезда техники.

Здесь можно отметить, что при подземной прокладке развитие криогенных процессов в полосе отчуждения, и особенно обводнение траншей, глубиной до 5 м и шириной до 15 м, создает еще большие препятствия для перехода животных. Например, обводнение траншеи или развитие термокарстовых озер (Рисунок 1.17).



Рисунок 1.17 – Всплывший трубопровод

Качественное выполнение насыпи, с использованием современных материалов (ячеистые материалы, дорнит и др.) для укрепления откосов, обеспечивает ее устойчивость и целостность.

Научные исследования и нарастающий опыт эксплуатации трубопроводов в условиях мерзлоты выявляет примеры высокой экономической и технической эффективности наземного способа прокладки в насыпи.

На Рисунке 1.18 показаны результаты, полученные при установленной минимальной температуре нефти на опытно-промышленном участке магистрального нефтепровода «Уса-Ухта» [57] на переходе через болото длиной 1300 м.

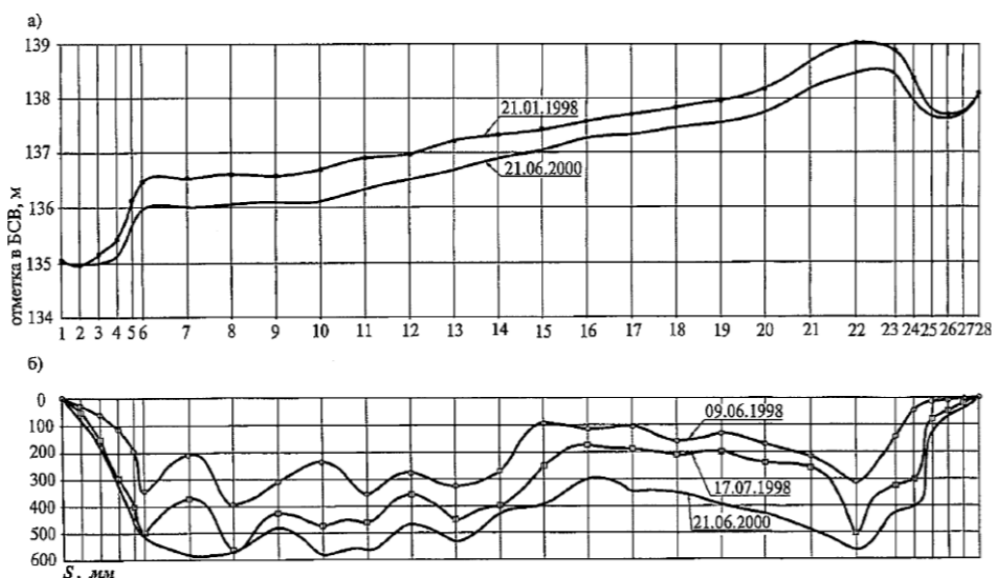


Рисунок 1.18 - Высотное положение нефтепровода на переходе через болото в исходном положении на 25.01.1998 г. И через 2,5 года эксплуатации на 21.06.2000 г. (а), осадка (прогибы) трубы по длине перехода в зависимости от времени эксплуатации (б)

Результаты всех замеров осадки (прогибов) трубопровода на длине перехода представлены графически на рисунке 1.18. В пределах между точками 6-23 труба под насыпью лежит свободно на поверхности болота, копируя его естественный рельеф. Неравномерная осадка трубопровода началась, когда под насыпью стали оттаивать снег, лед и мерзлый торф. Со временем разность осадок сгладилась и к концу 1998 г. отношение максимальной осадки к минимальной

осадке S_{max}/S_{min} стабилизировалось и далее осталось постоянным. За первые весну-лето 1998 г. средняя осадка составила 456 и 467 мм соответственно. Нефтепровод принял новое положение параллельно исходному, что хорошо видно на Рисунке 1.18 [57].

Из результатов опытно-промышленного испытания следует, что в первый год эксплуатации трубопровод воспринял наибольшую осадку, а в последующие годы размеры осадок уменьшились и приблизительно были равны. Это еще раз свидетельствует, что при регулировании ореола возможно предотвращение провалов и пучения грунта, а также достижение равновесного состояния трубопровода с выводом его на стабильный "плавающий" режим.

На Рисунке 1.19 представлены результаты экспериментальных исследований Гречищева С. Е. [53], проведенные на участке мёрзлого грунта с трубопроводом диаметром 1220 мм с последовательным расположением на нем 10 марок-пучиномеров на расстоянии 5-10 м друг от друга. Трубопровод уложен в траншею и обвалован грунтом. Выпучивание трубопровода на кривых 3, 4 имеет большую амплитуду колебаний с отсутствием резких изгибов. При оттаивании грунтов трубопровод возвращается в начальное положение.

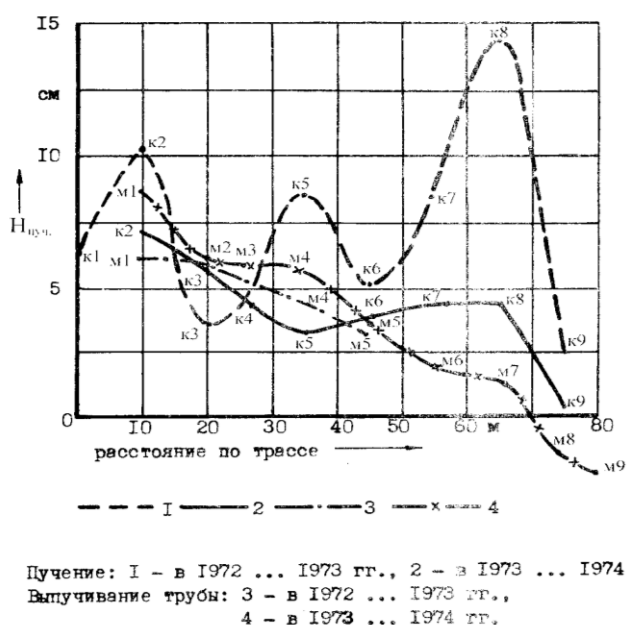


Рисунок 1.19 - Характер пучения грунта на трассе и выпучивание трубы (площадка ПК 131-132)

Суммарная величина пучения поверхности грунта на трассе изменялась от 3 до 72 мм в зимний период 1972/1973 г. и от 26 до 147 мм в зимний период 1973/1974 г. Выпучивание трубы составило соответственно 32-61 мм и 16-86 мм, что сопоставимо с суммарным пучением окружающего грунта.

В Канаде был построен опытный участок в Норман-Уэллсе для прогнозирования влияния трубопровода на мерзлый грунт. Опытный участок состоял из четырех замкнутых секций трубопровода диаметром 1220 мм и протяженностью 36 м с концентрической трубой диаметром 750 мм, вставленной внутрь так, чтобы воздух мог циркулировать в каждой секции. Две секции были рассчитаны на работу при температуре +18 °С. Температура грунта летом была на уровне минус 0,6 °С, а зимой минус 3,9 °С. Содержание льда в грунте умеренное, глубина деятельного слоя достигала 60 см. Исследовались режимы эксплуатации холодных и теплых трубопроводов с циркулирующим в них воздухом. Исследования показали, что осадки насыпей наблюдались относительно мало. При работе трубопроводов с положительной температурой отмечалось дополнительное оседание, однако секции оставались устойчивыми. Эти перемещения измерялись сантиметрами.

1.1.4 Последствия перехода мерзлых грунтов в категорию техногенных грунтов

Практика эксплуатации трубопроводов, проложенных в мерзлых грунтах, свидетельствует об их деградации в зонах нарушения естественного мохово-растительного покрова в результате проезда техники и строительного воздействия, а также от изменения водного баланса, избыточных осадков (дождь, снег), изменения дневной поверхности и т.д. Деградация слоя мерзлого грунта приводит к увеличению температуры верхних слоев грунта и к увеличению площади заболоченной территории вдоль трубопроводов, обводненных траншей,

что влияет на тепловой обмен между трубопроводом и мерзлым грунтом, и нередко делает непроходимыми части территорий в летний период.

Во многих публикациях [13, 14, 69, 77, 167, 176, 189] описаны деформации резервуаров и трубопроводов, возникающие при строительстве и эксплуатации в зоне распространения мерзлоты. Подобные проблемы возникают вследствие принятия неверных проектных решений, не учитывающих в полной мере свойства мерзлых грунтов, на которых возводятся сооружения. Влияние грунтов в районах мерзлоты на принятие проектных решений переоценить невозможно. Оно приоритетно.

В 2020 г. на опасном производственном объекте «Топливное хозяйство ТЭЦ-3» АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» произошла разгерметизация РВС-30000 № 5 с последующим истечением дизельного топлива в объеме 25324,567 м³ (Рисунок 1.20). Причиной произошедшей аварии считается недостаточная несущая способность плитного ростверка и железобетонных свай. К аварии привели недостатки проектирования железобетонного свайного основания, дефекты при строительстве, наличие «слабых» грунтов под концом свай.



Рисунок 1.20 - Аварийный резервуар РВС-30000 № 5, ставший причиной разлива нефтепродуктов в Норильске

В статье [54] Губарьков А.А. приводит данные о недостаточности изысканий трассы нефтепровода «Ванкор-Пурпе», выполненных на стадии проекта через 150-300 м, т.к. в процессе строительства трубопровода выявились изменения в грунте через 30—36 м. Подобная ошибка при проведении предпроектных геологических изысканий могла привести к неверному определению количества свай и, в результате, к потере устойчивости трубопровода «Ванкор-Пурпе» при эксплуатации. В работе [61] Долгих Г.М. приводит пример, как в ходе строительства резервуара на Верхнечонском месторождении некоторые сваи основания не выдержали проектной нагрузки из-за пренебрежения свойствами мерзлого грунта.

В работе [140] Попов А.П. приводит накопленный фактический материал наблюдений за процессом растепления мерзлых грунтов на месторождении Медвежье (Рисунок 1.21). По причине отклонения от проектного температурного режима грунтов оснований промысловых сооружений, нарушения принципа использования грунтов оснований возросла мощность деятельного слоя грунта, увеличилась его влажность. Это привело к снижению несущей способности основания, в результате чего появились недопустимые изгибы трубопроводов, искривление опор оборудования и трубопроводов.



Рисунок 1.21 – Термоэрозионный размыв грунта на участке подземной прокладки трубопровода. Газоконденсатное месторождение Медвежье

Можно привести много примеров нарушения проектного положения трубопроводов после производства строительных работ и в ходе последующей эксплуатации нефтепроводов, причиной которых является дефицит информации и недостаточная изученность криогенных процессов, что отражается на принятии решений при проектировании трубопроводов на мерзлоте [5, 6, 9, 14, 22, 51, 54, 108, 171, 173, 176].

Изыскания, проведенные до строительства трубопровода на ММГ на стадии проекта, не обеспечивают надежность расчетов и прогнозов положения оси трубопровода. Во время устройства траншеи структура мерзлого грунта кардинально изменяется. В грунте происходят изменения термического и влажностного режима.

Участки трубопровода с измененными грунтами в первый год эксплуатации резко проседают или выпучиваются. Сезоннодействующие охлаждающие устройства устанавливаются на участках трубопровода с мерзлыми грунтами, которые могли бы последовательно протаять и в результате стабилизироваться, но возникает обратный эффект. Установка СОУ вызывает пучение грунтов, что негативно воздействует на прочностные свойства трубопровода.

В результате техногенного воздействия происходит изменение структуры, механических и теплофизических свойств грунта. Эксплуатационные режимы работы и фактическое состояние трубопроводов будут отличаться от проектных [43, 172, 189].

Грунт вокруг трубопровода ежегодно промерзает и оттаивает, меняются теплофизические свойства, влажность, плотность грунта. Также изменяются глубина заложения оси трубопровода, свойства грунтов и условия теплообмена.

Большим преимуществом принципа невторжения в грунт является тот факт, что при наземной прокладке грунт остается в естественном состоянии, свойства грунта, практически, не меняются, теплофизические характеристики грунта сохраняются, что повышает достоверность теплогидравлических расчетов

трубопровода, упрощает проектирование и делает более надежной последующую эксплуатацию трубопроводов.

Наземная прокладка возможна на непросадочных (без ледяных включений), малопросадочных (малольдистых), также и на просадочных (льдистых) грунтах. Так как торфяные мерзлые грунты составляют бóльшую часть территорий, где проходят трассы магистральных трубопроводов, то далее в работе рассматривается возможность сохранения мохово-торфяного слоя в составе несущего основания трубопровода.

1.2 Исследование накопленного опыта эксплуатации трубопроводов в режиме самопогружения с поверхности

1.2.1 Анализ патентных разработок, соответствующих принципу невторжения в грунт

Многими исследователями выявлена необходимость использования таких способов прокладки на мерзлоте, при которых будет обеспечена сохранность мерзлого грунта, обеспечен принцип минимального вторжения в грунт. Однако технических решений относительно наземного способа прокладки на мерзлоте, удовлетворяющих принципу минимального вторжения в грунт, предложено мало.

В патенте № RU2360063C1 РФ (Рисунок 1.22) авторами Трофимовым В. И. и Кондратьевым В. Г. описано обустройство насыпи на мерзлом грунте [138]. Насыпь включает в себя промороженное основание 1, в котором расположены поперечные щели из непучинистого грунта. Над основанием насыпи расположены водонепроницаемый материал 4, теплоизоляционный слой 5, водонепроницаемая оболочка 7 из геотекстиля, по ширине насыпи расположены продольные полосы 8 и фильтрующие полотна 11. Техническим результатом является отведение влаги и предотвращение разжижения грунта насыпи при сезонном оттаивании, обеспечение устойчивости насыпи.

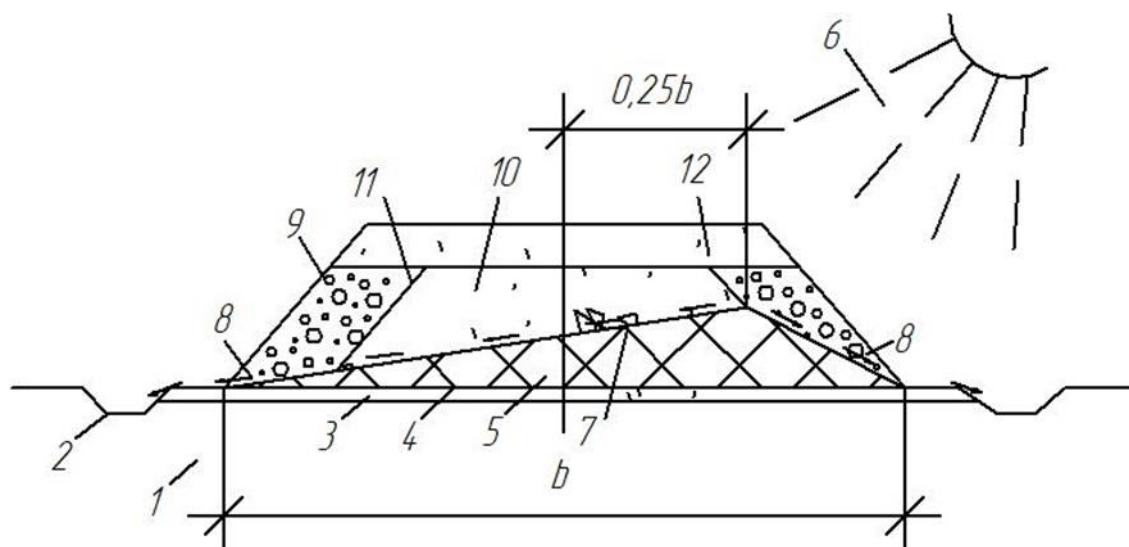


Рисунок 1.22 – Схема насыпи на мерзлом грунте: 1 - промороженное основание, 2 - дренажные каналы, 3 - поперечные щели, 4 - водонепроницаемый материал, 5 - теплоизоляционный слой, 6 - солнечное излучение, 7 - водонепроницаемая оболочка (геотекстиль), 8 - боковые полосы из смеси некондиционного высокольдистого грунта (например, супесь, суглинок), 9 - пористый наполнитель, 10 - внутренняя полоса из некондиционного высокольдистого грунта, 11 - фильтрующие полотна, 12 - верхний технологический слой из дренирующего грунта [138]

Обустройство подобной конструкции насыпи при строительстве трубопровода на мерзлых грунтах крайне сложный технологический процесс. Основным грунтом насыпи является высокольдистый грунт, который при эксплуатации трубопровода оттает и уменьшится в объеме, также не защищены откосы. Конструкция насыпи неустойчива, несмотря на укрепление некоторых зон насыпи.

Авторами патента № RU609019C1 (Рисунок 1.23) С. М. Соколовым и Г. А. Зайцевой проанализированы известные способы прокладки трубопроводов в зоне вечной мерзлоты и выявлены существенные недостатки в необходимости выполнения большого объема земляных работ, технологической сложности при забивке свай, установке утяжелителей и анкеров [1].

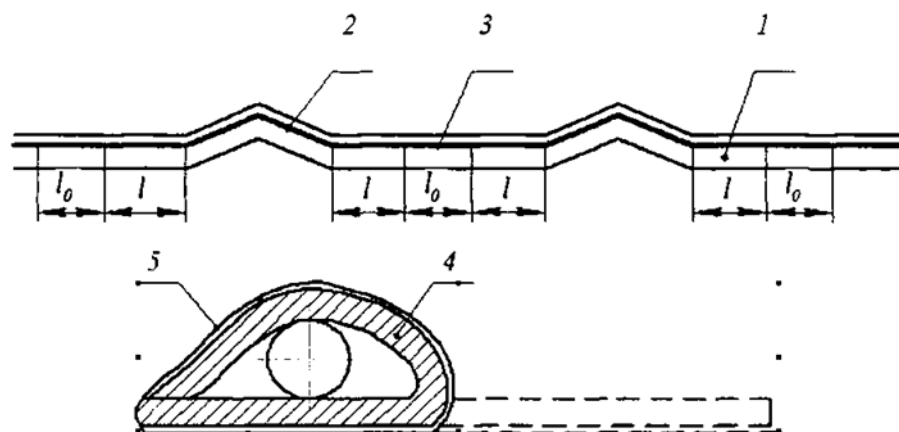


Рисунок 1.23 - Схема наземного трубопровода в конверте: (1 - теплоизоляционный слой, 2 - изогнутые участки треугольной формы, 3 - прямолинейные участки, 4 - конверт, 5 - водонепроницаемая пленка) [1]

Авторы патента предлагают упростить способ наземной прокладки и создать надежную тепловую изоляцию трубопроводу, для этого трубопровод укладывают в конверте из водонепроницаемого теплоизоляционного материала. При таком способе прокладки обеспечивается свободное перемещение трубопровода в конверте и сохранность окружающей среды.

Подобная прокладка трубопровода способна привести к сокращению объемов земляных работ, созданию надежной теплоизоляции трубопровода, а также уменьшению напряженного состояния трубопровода.

При литературном обзоре было найдено всего два изобретения, которые описывают наземный способ прокладки с сохранением мохово-растительного покрова. Следует заметить, что наземная прокладка недостаточно подробно описана в литературе.

1.2.2 Наземная прокладка трубопровода самопогружением с дневной поверхности

В работах Соколова С.М. показана возможность надежной и безопасной наземной прокладки, а также последующая эксплуатация на мерзлоте

промысловых трубопроводов, диаметром 529 мм включительно, с максимальным использованием несущей способности мерзлого торфяного грунта и мохово-растительного покрова [159, 155, 156, 157, 158]. Автор обосновал надежность и прочность использования мохово-торфяного основания с толщиной не менее двух диаметров трубопровода в качестве основания для прокладки трубопровода с компенсационными участками на мерзлых грунтах. Механические показатели торфяного грунта для использования в качестве несущего основания соответствуют следующим значениям: модуль общей деформации E_0 не менее $0,08 \text{ кГс/см}^2$, предельное сопротивление τ не менее $0,04 \text{ кГс/см}^2$.

Соколов С.М. сопоставил несовершенства наземной прокладки, такие как доступность, возможность повреждений от наезда техники, с несовершенствами надземных трубопроводов на низких опорах, численность которых на многолетнемерзлых грунтах только возрастает.

Экспериментальное изучение осадок с помощью цилиндрических штампов диаметром от 159 мм до 426 мм, имитирующих работу наземного трубопровода, показало, что при укладке штампа на ненарушенный мохово-растительный слой в общей осадке грунта преобладает тепловая осадка - 70%, а механическая осадка составляет 30%. Соколов С.М. отмечает, что на мерзлых грунтах под трубопроводами формируется новое основание из уплотненных грунтов, которое обладает достаточной несущей способностью. Он изучил наземный способ прокладки на мерзлоте с точки зрения механического взаимодействия системы трубопровод-мерзлый грунт. Но вопросы теплового взаимодействия трубопровода с подстилающими мерзлыми грунтами сложного состава (включая мохово-растительный покров), изучение которых необходимо для принятия решений по стабилизации положения оси трубопровода, остаются в его работах открытыми.

На Рисунке 1.24 представлено изменение положения оси нефтепровода диаметром 159 мм за период с 1979 г. по 1986 г. в зоне распространения островной мерзлоты. Нефтепровод был уложен по дневной поверхности грунта,

соответственно на профиле он имеет низкие участки на талых грунтах и подъемы на мерзлых грунтах. Со временем происходило растепление грунта вокруг трубопровода и выполаживание его профиля.

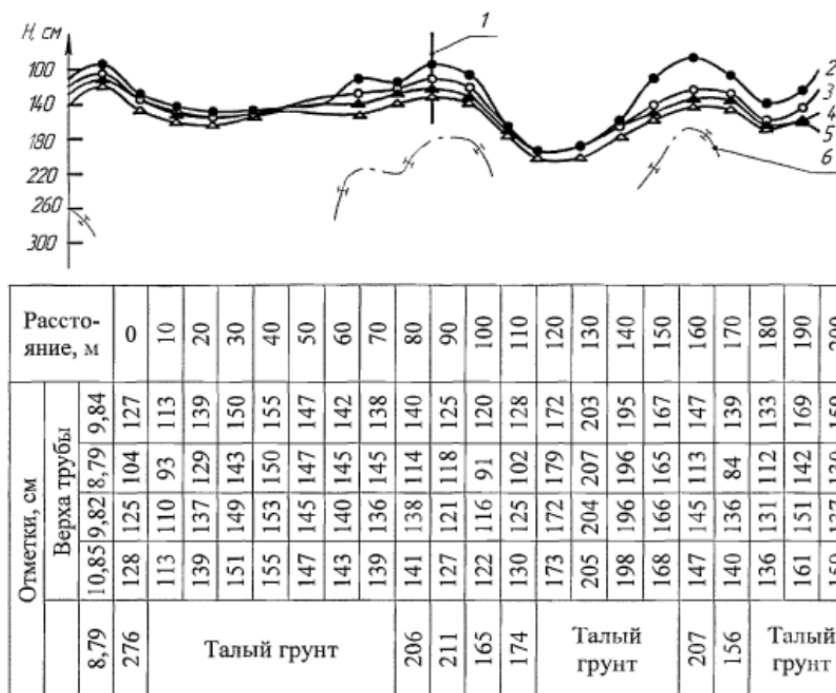


Рисунок 1.24 – Изменение положения оси нефтепровода диаметром 159 мм: 1 – место термопоперечника; 2 – верх трубы на 08.79 г.; 3 – верх трубы на 09.82 г.; 4 – верх трубы на 09.84 г.; 5 – верх трубы на 10.86 г.; 6 – граница мерзлых грунтов на 08.79 г. [159]

Исследования Соколова С.М. доказывают возможность прокладки трубопровода на мерзлоте наземно в насыпи самопогружением с опорой на мохово-торфяное основание. Предложенным способом на нефтепроводах диаметром от 168 до 720 мм построено и находится в эксплуатации более 200 переходов протяженностью 30-130 м каждый, нефтесборный коллектор диаметром 426 мм на Самотлорском месторождении протяженностью 25 км, из которых 2,6 км сооружены на поплавковых опорах, экспериментальный участок нефтепровода «Полоцк-Вентспилс».

Полученные Соколовым С.М. экспериментальные данные демонстрируют необходимость учета теплового влияния магистральных трубопроводов на мерзлоту при их прокладке и эксплуатации.

ВЫВОДЫ ПО 1 ГЛАВЕ

1. Анализ эксплуатации магистральных трубопроводов на мерзлоте позволил выявить недостатки применяемых способов прокладки и указать на необходимость усовершенствования проектных решений.

2. С целью сохранения грунтов в мерзлом состоянии в основании трубопровода необходимо использование принципа невторжения в грунт, потому что только данный способ предполагает возможность прокладки трубопровода без нарушения поверхностного слоя грунта (отказ от земляных работ при рытье траншей при подземной прокладке и от пробуривания скважин под опоры при надземной прокладке).

3. Эффект минимального температурного воздействия на подстилающие мерзлые грунты достигается при прокладке трубопровода наземно без термостабилизирующих опор, усилить эффект можно за счет применения теплоизолирующих экранов в форме плит или скорлуп. Также исключение процессов промерзания грунта в основании трубопровода является действенным мероприятием по предотвращению выпучивания трубопровода вследствие морозного пучения грунтов.

4. Недостаточно изучено в настоящее время тепловое взаимодействие наземного трубопровода с окружающей средой в сложных геокриологических условиях. Отсутствует методика расчета регламента, ограничивающего тепловое воздействие наземного трубопровода в насыпи на мерзлое основание и останавливающего прогрессирующее протаивание грунта под трубопроводом.

2 ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПРОГРЕССИРУЮЩЕГО ТАЯНИЯ МЕРЗЛОГО ГРУНТА ВОКРУГ НАЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕНА

2.1 О необходимости экологического регулирования теплообмена трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах

Первые работы в этом направлении появились в 1982 - 1983 гг. [38]. Регулирование теплообмена описанного в работе было опробовано на нефтепроводе Тарасовская-Муравленковская. Предложенный метод заинтересовал и других исследователей. Хренов Н.Н., изучая оптимальные режимы работы магистрального газопровода Ямбург–Ныда, где транспортировка газа с положительной температурой спровоцировала многолетнее оттаивание вмещающих пород, а последующий ввод в эксплуатацию станций охлаждения природного газа вызвал пучение газопроводов [176, 177, 178, 179, 180], предложил также метод регулирования температуры транспортируемого газа и геокриологических процессов в окружающих газопровод породах. Математическое моделирование и прогнозирование динамики промерзания–оттаивания грунтов позволило оптимизировать температуру газа в конкретных геокриологических и климатических условиях и тем самым практически исключить как выпучивание газопроводов, так и развитие многолетних ореолов оттаивания. Температурный режим на входе Ямбургской компрессорной станции, рассчитанный исходя из фактического состояния трассы и условия минимального морозного пучения, приведен в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Рекомендуемые температуры газа в различные периоды

Месяц	10	11	12	01	02	03	04	05	06	07	08	09
t, °C	15	15	15	15	15	15	4	3	6	3	2	3

Как видно, во всем диапазоне изменения расчетная температура газа положительная, а это значит, что грунт не смерзается с трубой и газопровод остается в грунте незащемленным и потенциально подвижным, что самым действенным образом снижает опасность разрыва трубопровода.

Это подтверждается и экспериментальными исследованиями, проведенными в [159], которые показали, что "...оттаивающий грунт оказывает значительно меньшее сопротивление продольному перемещению трубы, чем мерзлый и обычный грунт". Результаты данных опытов позволили установить, что касательные напряжения от перемещения трубопровода при оттаивании мерзлого грунта в 200-300 раз меньше, чем в мерзлом, и в 3 раза меньше, чем в талых грунтах.

Целью регулирования процесса протаивания является обеспечение и сохранение ограниченных размеров талика вокруг наземного трубопровода, предохраняющего его от защемления на всем протяжении трассы в любой период эксплуатации, а также предохраняющего его от неконтролируемого опускания вследствие растепления мерзлых грунтов. Для регулирования процессами протаивания и промерзания необходимо обеспечить сбалансированность тепловых потоков от трубопровода в грунт и окружающую среду.

2.2 Реализация принципа невторжения в грунт с целью минимизации теплового воздействия трубопровода на мерзлоту

Практика эксплуатации трубопроводов в мерзлоте показывает необходимость поиска конкретных (конструктивных) решений для осуществления наземного варианта прокладки трубопроводов, максимально соответствующего принципам невторжения в грунт и минимального теплового воздействия. С этой целью трубопровод может быть уложен в насыпи или теплоизолирован (Рисунок 2.1).

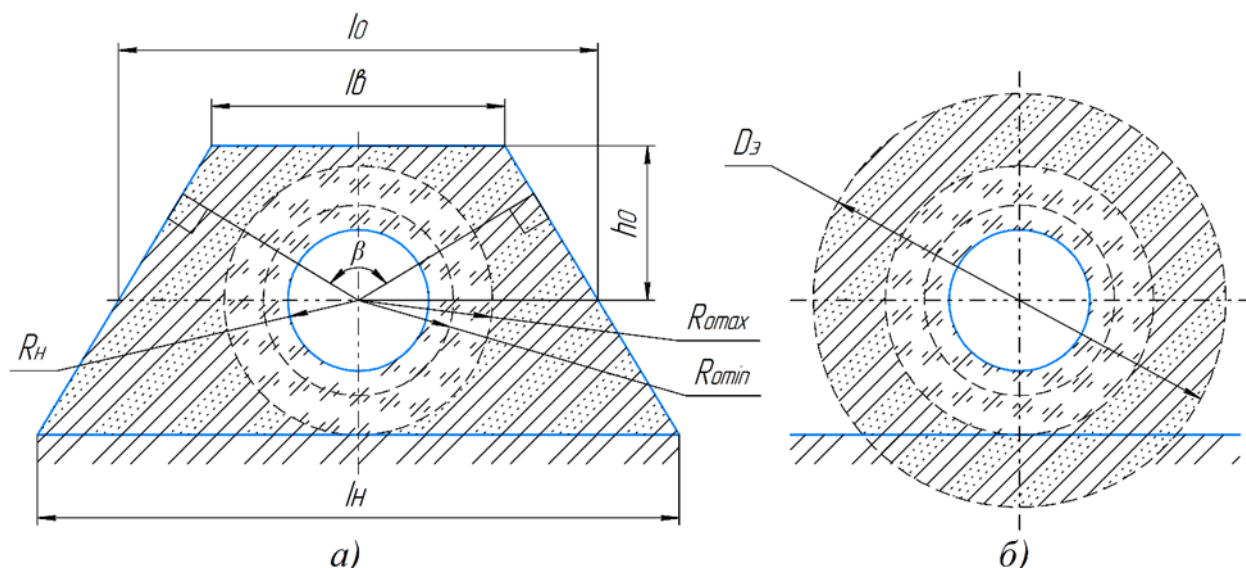


Рисунок 2.1 – а) Схема наземной прокладки в насыпи; б) эквивалентная расчетная схема ($R_{0\ min}$ – минимальный радиус талой зоны вокруг трубопровода, $R_{0\ max}$ – максимальный радиус талой зоны вокруг трубопровода, R_0 – радиус талой зоны вокруг трубопровода, R_n – наружный радиус трубопровода, D_3 – эквивалентный диаметр насыпи или диаметр изоляции, с толщиной эквивалентной по термическому сопротивлению насыпи, l_0 – ширина насыпи в сечении на уровне оси трубы, l_b – ширина верхней части насыпи, l_n – ширина основания насыпи, h_0 – глубина заложения оси трубопровода)

Рассмотрим вариант регулирования теплообмена наземного трубопровода на мерзлом основании в насыпи:

- как наиболее сложного с точки зрения расчета его теплообмена, но более надежного с позиций его работоспособности;
- как более универсального, позволяющего учесть в алгоритме расчета процесс самопогружения с поверхности в случае податливости подстилающих грунтов;
- обобщающий характер которого позволяет, как частные случаи, получать решения для подземной, полуподземной, наземной прокладки трубопровода, а при эквивалентной замене термического сопротивления насыпи рассчитать соответствующую толщину теплоизолирующих плит в основании.

Талый грунт вокруг трубопровода образуется вследствие транспортировки нефти с положительной температурой в мерзлом грунте с отрицательной температурой. Исследования [43] установили, что минимум затрат на перекачку нефти, приходится на температурный режим трубопровода близкий к изотермическому. Для подобного режима необходимо подобрать производительность и температуру перекачки нефти, при которых тепло, выделяющееся по мере транспортирования нефти по трубопроводу, будет затрачиваться на фазовые превращения в окружающем грунте.

Условие баланса тепла на границе протаивания - промерзания для квазистационарного малоинтенсивного теплообмена нефтепровода с окружающей средой можно записать для двух случаев, применив метод смены стационарных состояний [83]:

1) при остановленной границе протаивания-промерзания $R_0 = const$:

$$q_T = q_M \quad (2.1)$$

где q_T - тепловой поток, поступающий из талой зоны;

q_M - тепловой поток, воспринимаемый мерзлым грунтом.

2) при изменении границы протаивания-промерзания в допустимых пределах $R_{0\ min} \leq R_0 \leq R_{0\ max}$

$$q_T = q_M + q_{фп}, \quad (2.2)$$

где $q_{фп}$ – теплота фазовых превращений.

Условия (2.1, 2.2) на границе «протаивания – промерзания» учитывает, что интенсивность теплового потока идущего от трубы в грунт, будет увеличиваться при увеличении разности температур стенки трубы и грунта. То есть, в ходе естественного изменения климата, смены сезонов будут меняться и условия теплообмена. В летнее время тепловой поток, идущей от трубы в грунт, должен быть меньше, чем зимой.

Задачу решаем, как обратную задачу теплопроводности, используя метод смены стационарных состояний.

Учитывая климатический фактор, изменение ореола протаивания под трубой задаем периодическим законом [43]:

$$R_0 = R'_0 + R''_0 \cos(\omega\tau - \alpha), \quad (2.3)$$

где среднее значение радиуса протаивания R'_0 находится как

$$R'_0 = \frac{1}{2}(R_{0max} + R_{0min}); \quad (2.3.1)$$

амплитуда радиуса протаивания R''_0 находится как

$$R''_0 = \frac{1}{2}(R_{0max} - R_{0min}); \quad (2.3.2)$$

$\omega = const$, зависит только от периода времени и определяется по формуле

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = \frac{2 \cdot 180}{12} = 30^\circ/\text{мес}; \quad (2.3.3)$$

τ – время;

α – сдвиг по фазе на начало отсчета.

Скорость перемещения границы протаивания-промерзания:

$$\frac{dR_0}{d\tau} = -R''_0 \cdot \omega \cdot \sin(\omega\tau - \alpha). \quad (2.4)$$

Если $\frac{dR_0}{d\tau} = 0$, то граница протаивания «остановится», радиус протаивания будет величиной постоянной.

Таким образом, варьируя размерами границы протаивания в пределах $R_{min} \dots R_{max}$, мы можем управлять условиями теплообмена.

Для определения допустимых температурных режимов необходимо рассчитать теплообмен наземного трубопровода с окружающей средой. Поэтому тепловой поток на границе протаивания со стороны талого грунта:

$$q_T = -\lambda_T \left(\frac{dt_T}{dr} \right)_{r=R_0} = \lambda_T \frac{(t - t'_0)}{R_0 \ln \frac{R_0}{R}}, \quad (2.5)$$

со стороны мерзлого грунта:

$$q_M = \lambda_M \left(\frac{dt_M}{dr} \right)_{r=R_0} = \lambda_M \frac{(t'_0 - t_B)}{\ln \frac{D_3}{2R_0}} + \lambda_M \frac{(t'_0 - t_e)}{\ln \frac{4H_3}{2R_0}}, \quad (2.6)$$

где λ_m, λ_t – соответственно коэффициенты теплопроводности мерзлого и талого грунтов;

$dt_m/dr, dt_t/dr$ – градиенты температур в мерзлом и талом грунтах;

H_z – глубина заложения трубопровода до оси;

R_0 – радиус талой зоны вокруг трубопровода;

R – радиус трубопровода;

D_z – эквивалентный диаметр;

t_b – температура воздуха;

t_e – температура грунта на глубине заложения оси трубопровода;

t – температура нефти;

t'_0 – температура фазовых превращений.

Величину диаметра эквивалентного кольца насыпи (рисунок 2.1) можно определить согласно [164]:

$$D_K = 1,13\sqrt{(l_b + l_0)h_0}, \quad (2.7)$$

где l_b – ширина верхней части насыпи, м;

h_0 – расстояние от поверхности насыпи до оси трубы (глубина заложения оси трубы), м;

l_0 – ширина насыпи в сечении на уровне оси трубы, м:

$$l_0 = \frac{[l_b(h_n - h_0) + l_n h_0]}{h_n}, \quad (2.8)$$

где h_n – высота насыпи, м.

В грунте вокруг трубопровода происходит перераспределение тепловых потоков, зависящих от климатических факторов и формы насыпи, поэтому теплоотдача «вверх» и «вниз» отличается (рисунок 2.1).

В зимний период температурный напор направлен вверх:

$$(t'_0 - t_b)_{\text{вверх}} > (t'_0 - t_e)_{\text{вниз}}. \quad (2.9)$$

В летний период тепло от трубопровода и от солнечной радиации направляется вниз:

$$(t'_0 - t_b) < 0. \quad (2.10)$$

В зимний период за счет смещения по фазе α в формулах (2.3) и (2.4) ореол протаивания вокруг трубопровода уменьшается в радиусе, и основание трубопровода получает запас холода.

В летний период за счет смещения по фазе α в формулах (2.3) и (2.4) можно минимизировать температуру нефти, благодаря запасу холода мерзлые грунты в основании трубопровода будут сокращать размеры ореола протаивания.

Влияние формы насыпи на теплообмен учитывается конструктивным параметром углом β (рисунок 2.1). Для подземной прокладки трубопровода угол $\beta = 0$; для надземной прокладки трубопровода угол $\beta = 360^\circ$; для наземной прокладки трубопровода угол изменяется $0 < \beta < 180^\circ$.

Осредненный по сечению трубы тепловой поток, идущий от трубы в грунт, будет определяться по следующей формуле:

$$q = q_{\text{в}} \frac{\beta}{360} + q_{\text{н}} \frac{360 - \beta}{360}, \quad (2.11)$$

где $q_{\text{в}}$ - удельный тепловой поток в секторе β (рисунок 2.1),

$$q_{\text{в}} = K_{\text{в}}(t'_0 - t_{\text{е}}), \quad (2.12)$$

$q_{\text{н}}$ - удельный тепловой поток в секторе $(360 - \beta)$ (рисунок 2.1),

$$q_{\text{н}} = K_{\text{н}}(t'_0 - t_{\text{е}}). \quad (2.13)$$

Баланс тепла на границе протаивания - промерзания запишем в виде:

$$\left(\lambda_{\text{м}} \frac{dt_{\text{м}}}{dr} - \lambda_{\text{т}} \frac{dt_{\text{т}}}{dr} \right)_{r=R_0} = q_{\text{ф.п.}} = \sigma \rho_0 \frac{W_{\text{с}} - W_{\text{н}}}{W_{\text{с}} + 1} \frac{dR_0}{d\tau}, \quad (2.14)$$

где σ - удельная теплота плавления льда;

ρ_0 - объемная плотность мерзлого грунта;

$W_{\text{с}}, W_{\text{н}}$ - содержание незамерзшей воды и суммарная влажность грунта.

С учетом геометрической формы насыпи, условий (2.5), (2.6), (2.11), (2.12), (2.13) уравнение баланса тепла (2.2) на границе протаивания примет вид:

$$\lambda_{\text{т}} \frac{(t - t'_0)}{R_0 \ln \frac{R_0}{R}} - K_{\text{в}}(t'_0 - t_{\text{в}}) \frac{\beta}{360} - K_{\text{н}}(t'_0 - t_{\text{е}}) \frac{360 - \beta}{360} = \sigma \rho_0 \frac{W_{\text{с}} - W_{\text{н}}}{W_{\text{с}} + 1} \frac{dR_0}{d\tau}. \quad (2.15)$$

Задача транспортировки нефти в районах распространения вечной мерзлоты сложная и требует дополнительных решений. Подобрать соответствующие параметры трубопровода возможно, если полученное равенство (2.15) брать в основу при решении таких вопросов, как:

- определение температуры стенки трубы, а следовательно и температуры нефти t ;
- определение допустимых размеров ореола протаивания;
- регулирование параметров теплообмена нефтепровода с окружающей средой при его эксплуатации;
- выбор способа прокладки нефтепровода и его обоснование;
- определение степени заглубления оси нефтепровода или расстояния от оси трубопровода до поверхности земли;
- выбор конструктивных параметров насыпи нефтепровода, включая высоту и форму насыпи, ее закрепление, совершенствование конструкции за счет применения современных теплоизоляционных и композитных материалов и т. д.

Коэффициент теплопередачи K_n «вниз» определяется как для подземного трубопровода:

$$K_n = \alpha_2 = \frac{\lambda_m}{R_0 \ln 4 \left[\frac{H_3}{2R_0} \right]}, \quad (2.16)$$

где H_3 — глубина заложения трубопровода до оси, определяется с поправкой Гребера:

$$H_3 = h_0 + \frac{\lambda_m}{\alpha_b}. \quad (2.17)$$

Теплоизолирующий эффект снежного покрова учитывается эквивалентным слоем грунта при расчете теплоотдачи в зимний период:

$$H_3 = h_0 + \frac{\lambda_m}{\alpha_b} + \frac{\lambda_m}{\lambda_{ch}} \delta_{ch}. \quad (2.18)$$

Толщина снежного покрова δ_{ch} принимается по климатологическим справочникам.

Коэффициент теплопередачи вверх K_B определяем как для надземного трубопровода с учетом эквивалентной замены сложной формы насыпи (Рисунок 2.1).

На основании формул теплопередачи через цилиндрическую стенку получаем:

$$\frac{1}{K_B 2R_0} = \frac{1}{2\lambda_M} \ln \frac{D_3}{2R_0}, \quad (2.19)$$

Откуда K_B определяется

$$K_B = \frac{\lambda_M}{R_0 \ln \frac{D_3}{2R_0}}. \quad (2.20)$$

Определяем эквивалентный диаметр [83] с учетом поправки на внешний теплообмен и термическое сопротивление снежного покрова, по аналогии с (2.16–2.18):

$$D_3 = D_K + 2 \cdot \left(\frac{\lambda_M}{\lambda_{CH}} \delta_{CH} + \frac{\lambda_M}{\alpha_B} \right), \quad (2.21)$$

где $\delta_{CH} = \delta_{CH}^{cp}$.

Коэффициент теплоотдачи α_B , Вт/(м²·°С), определяем в зависимости от скорости ветра v_B по формуле, которая рекомендуется в [197] для расчета теплообмена в случае трубопровода в насыпи:

$$\alpha_B = (5,3 + 3,6v_B) \cdot 1,163. \quad (2.22)$$

В районах многолетнемерзлых грунтов наиболее важен принцип наименьшего вторжения в грунт. Особенно когда говорится о строительстве и последующей эксплуатации крупнейших промышленных сооружений, таких, как магистральные нефтепроводы. Этому принципу соответствует вариант наземной прокладки трубопроводов.

Задаваясь границами протаивания в пределах $R_{0min} \dots R_{0max}$, а также и для варианта $R_0 = const$, мы можем управлять условиями теплообмена. Подобное регулирование с ограничением радиуса протаивания в допустимых пределах

позволяет изменять режим теплообмена и не допустить прогрессирующего протаивания грунта под трубопроводом.

2.2.1 Теплообмен наземного трубопровода в насыпи в зимние месяцы

Конструктивный параметр β при расчете теплообмена в зимние месяцы изменяется в пределе $0^\circ < \beta < 180^\circ$.

Баланс тепла на границе протаивания-промерзания с учетом (2.15), (2.16), (2.20):

$$\lambda_{\tau} \frac{(t - t'_0)}{R_0 \ln \frac{R_0}{R}} - \frac{\lambda_{\text{м}}(t'_0 - t_{\text{в}})}{R_0 \ln \frac{D_{\text{э}}}{2R_0}} \frac{\beta}{360} - \frac{\lambda_{\text{м}}(t'_0 - t_{\text{е}})}{R_0 \ln \frac{4H_{\text{э}}}{2R_0}} \frac{360 - \beta}{360} = \sigma \rho_0 \frac{W_{\text{с}} - W_{\text{н}}}{W_{\text{с}} + 1} \frac{dR_0}{d\tau} \quad (2.23)$$

Решая полученное уравнение относительно температуры t наружной поверхности трубопровода, получим уравнение (2.24). По уравнению (2.24) рассчитывается температурный режим эксплуатации трубопровода, при котором размеры талой тоны, определяемые радиусом R_0 , будут оставаться в допустимых пределах $R_{0\text{min}} \dots R_{0\text{max}}$:

$$t = \left[\sigma \rho_0 \frac{W_{\text{с}} - W_{\text{н}}}{W_{\text{с}} + 1} \frac{dR_0}{d\tau} + \frac{\lambda_{\text{м}}(t'_0 - t_{\text{в}})}{R_0 \ln \frac{D_{\text{э}}}{2R_0}} \frac{\beta}{360} + \frac{\lambda_{\text{м}}(t'_0 - t_{\text{е}})}{R_0 \ln \frac{4H_{\text{э}}}{2R_0}} \frac{360 - \beta}{360} \right] \cdot \frac{R_0 \ln \frac{R_0}{R_{\text{из}}}}{\lambda_{\tau}} + t'_0 \quad (2.24)$$

2.2.2 Теплообмен наземного трубопровода в насыпи в летние месяцы

В летний период расчет теплообмена усложняется. Под действием солнечной радиации массив грунта оттаивает с дневной поверхности.

Ореол протаивания может увеличиваться и в результате слиться со слоем сезонного оттаивания массива грунта.

Поэтому летом при положительных температурах воздуха грунт в верхнем секторе β (Рисунок 2.1) будет талым. Расчет теплообмена можно производить как для подземного трубопровода $\beta = 0$ по формуле (2.25).

Баланс тепла на границе протаивания-промерзания с учетом (2.15), (2.16) примет вид

$$\lambda_{\tau} \frac{(t - t'_0)}{R_0 \ln \frac{R_0}{R}} - \frac{\lambda_m(t'_0 - t_e)}{R_0 \ln \frac{4H_3}{2R_0}} = \sigma \rho_0 \frac{W_c - W_n}{W_c + 1} \frac{dR_0}{d\tau} \quad (2.25)$$

Под трубопроводом в течение летнего периода мерзлый грунт будет протаивать за счет притока тепла под действием солнечной радиации к границе фазовых переходов.

Решая уравнение (2.25) относительно температуры t , получаем расчетную формулу для определения температуры наружной поверхности трубопровода (наружной поверхности теплоизолированного трубопровода)

$$t = \left(\sigma \rho_0 \frac{W_c - W_n}{W_c + 1} \frac{dR_0}{d\tau} + \frac{\lambda_m(t'_0 - t_e)}{R_0 \ln \frac{4H_3}{2R_0}} \right) \cdot \frac{R_0 \ln \frac{R_0}{R}}{\lambda_{\tau}} + t'_0 \quad (2.26)$$

2.2.3 Теплообмен наземного теплоизолированного трубопровода

Как частное решение теплообмена наземного трубопровода в насыпи можно рассмотреть теплообмен наземного теплоизолированного трубопровода. Расчет теплообмена наземной прокладки теплоизолированного трубопровода с толщиной изоляции эквивалентной по термическому сопротивлению насыпи производится во всем диапазоне β . Необходимо подбирать температуру нефти в трубопроводе в зависимости от изменения условий теплообмена так, чтобы температура наружной стенки теплоизоляции была не выше нуля в течение всего периода эксплуатации. Температура перекачиваемой нефти зависит от коэффициента теплопроводности изоляции $\lambda_{из}$ и толщины тепловой изоляции $\delta_{из}$.

Диаметр изоляционного слоя, при котором обеспечивается сохранность массива подстилающего грунта, можно рассчитать через эквивалентное термическое сопротивление слоя мерзлого и талого грунтов:

$$\frac{1}{kd} = \frac{1}{2\lambda_t} \cdot \ln \frac{2R_0}{D_{тр}} + \frac{1}{2\lambda_m} \cdot \ln \frac{D_{э}}{2R_0} = \frac{1}{2\lambda_{из}} \cdot \ln \frac{D_{из}}{2R_n} \quad (2.27)$$

где $D_{из}$ – диаметр тепловой изоляции.

Тогда $D_{из}$ будет рассчитываться по формуле:

$$D_{из} = \exp \left[\left(\frac{1}{2\lambda_t} \cdot \ln \frac{2R_0}{D_{тр}} + \frac{1}{2\lambda_m} \cdot \ln \frac{D_{э}}{2R_0} \right) \cdot 2\lambda_{из} \right] \cdot 2R_n \quad (2.28)$$

Толщина изоляции будет равна:

$$\delta_{из} = (D_{из} - D_n)/2 \quad (2.29)$$

2.3 Температурный режим трубопровода с ограничением радиуса протаивания в мерзлоте и его анализ

Целью расчета температуры перекачки нефти является реализация изотермического режима эксплуатации нефтепровода, при котором обеспечивается постоянство температуры по длине трубопровода. Выделяющееся тепло трения при этом полностью затрачивается на фазовые превращения и поддерживает размеры талой зоны в пределах, не допускающих смерзания грунта и заземления трубопровода. Величину тепла трения можно регулировать путем изменения производительности нефтепровода Q или температуры t перекачиваемой нефти.

Уравнение теплового баланса для элементарного участка трубопровода длиной dz в условиях мерзлоты при изотермической перекачке записывается

$$K\pi D_{внутр}(t - t_e)dz - Q\rho g dz = 0, \quad (2.30)$$

где ρ - плотность нефти,

K - коэффициент теплопередачи,

d, z - внутренний диаметр и координата длины трубопровода,

i - гидравлический уклон,

t_e - температура грунта на глубине заложения оси трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии.

В строгой постановке задача о тепловом взаимодействии наземного трубопровода с мерзлыми грунтами является трехмерной. Ее решение значительно усложняется наличием теплоизолирующего слоя под трубопроводом и криволинейным очертанием дневной поверхности грунта. Так как трубопровод изотермический, то градиенты температур грунта вдоль трубопровода равны 0, и таким образом объемная задача сводится к построению плоских полей в различных сечениях. Это дает возможность определить глубину протаивания мерзлых грунтов в основании трубопровода, потери тепла трубопроводом и изменение температуры перекачиваемой нефти по длине. Процесс теплопередачи при этом можно рассматривать как последовательную смену стационарных состояний, во время которых температуры трубы и окружающего грунта за расчетный период осредняется и принимается постоянной.

При решении задачи регулирования теплообмена наземного трубопровода в насыпи применяется метод смены стационарных состояний. Процесс нестационарного теплообмена при движении границы протаивания-промерзания, по причине инерционности процесса теплообмена, можно рассматривать как последовательность смены стационарных состояний. Это означает, что температурное поле при продвижении ореола протаивания успевает установиться в период какого-то времени, и процесс переходит из одного квазистационарного состояния в другое.

Квазистационарный теплообмен трубопровода с окружающей средой обеспечивается климатическими изменениями и диктуется сменой сезонов.

Устойчивость теплогидравлического режима, при постоянстве производительности Q и минимальных колебаниях температуры перекачки t в течение годового периода эксплуатации, может быть достигнута путем подбора параметров α , R'_0 и R''_0 (Приложение 1).

Сдвиг по фазе на начало отсчета изменяется в пределах $\alpha = 0 \dots 360^\circ$. Радиус протаивания ограничивается величинами $R_{0 \min} \dots R_{0 \max}$ (формулы 2.3.1, 2.3.2), которые определяются геометрическими размерами конструкции линейной части трубопровода: внешним диаметром трубопровода $D_{\text{тр}}$ и глубиной его заложения до оси H .

Эти параметры могут рассматриваться как управляющие факторы, позволяющие регулировать режим теплообмена воздействием на величину скорости продвижения радиуса протаивания $dR_0/d\tau$ (формула 2.4).

Пример 2.1. Рассмотрим модель наземного трубопровода в насыпи с регулируемым ореолом протаивания с целью определения параметров, обеспечивающих стабильный температурный режим эксплуатации трубопровода (Приложение 2, 3).

Исходные данные: $D_{\text{тр}}=0,529$ м; $\lambda_{\text{м}}=2,1$ Вт/(м·°C); $\lambda_{\text{т}}=1,7$ Вт/(м·°C); $W_{\text{с}}=0,3$ д.ед.; $W_{\text{н}}=0,04$ д.ед.; $\rho_0=1800$ кг/м³; $\sigma=335000$ Дж/кг; $t_{\text{е max}}=-2$ °C; $t_{\text{е min}}=-5$ °C; $t_{\text{в max}}=15,8$ °C; $t_{\text{в min}}=-25,1$ °C; $R'_0=0,6$ м; $R''_0=0,15$ м; параметры насыпи $l_{\text{в}}=1,5$ м, $l_{\text{н}}=4,782$ м, $h_0=0,8$ м, $h_{\text{н}}=1,329$ м, $\beta=78^\circ$; $\tau_0=1$ год $=8760 \times 3600$ с; $\omega=2\pi/\tau_0$; $\tau=0 \dots \tau_0$.

Температура воздуха $t_{\text{в}}$ и грунта $t_{\text{гр}}$, высота снежного покрова $h_{\text{сн}}$ и скорость ветра $v_{\text{ветра}}$ по месяцам по МС Тарко-Сале представлены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Метеорологические исходные данные по МС Тарко-Сале

τ , месяц	$t_{\text{в}}$	$t_{\text{гр}}$	$v_{\text{ветра}}$	$\lambda_{\text{сн}}$	$h_{\text{сн}}$
1	-25,1	-2,0	3,4	0,35	57
2	-24,4	-5,0	3,4	0,35	61
3	-18,0	-5,0	3,8	0,64	71
4	-8,1	-5,0	4,1	0,64	68
5	-0,7	-4,2	4,3	1,00	52
6	9,8	-3,7	4,3	1,00	0
7	15,8	-3,0	3,5	1,00	0
8	12,0	-2,2	3,3	1,00	0
9	6,0	-2,0	3,4	0,10	10
10	-5,0	-2,2	4,0	0,35	28
11	-16,8	-3,0	3,4	0,35	39

τ , месяц	$t_{\text{в}}$	$t_{\text{гр}}$	$v_{\text{ветра}}$	$\lambda_{\text{сн}}$	$h_{\text{сн}}$
12	-23,1	-3,5	3,2	0,35	49

Обозначив через $t_{\max}$ и $t_{\min}$ максимальное и минимальное значения температуры нефти в процессе годового периода эксплуатации трубопровода, в качестве целевой функции рассмотрим

$$\Delta t = t_{\max} - t_{\min} = f(\alpha, R'_0, R''_0), \quad (2.31)$$

Необходимо найти такие значения параметров α, R'_0, R''_0 , при которых разница максимальной и минимальной температуры трубопровода Δt стремится к нулю.

В результате многовариантного расчета эксплуатационных температур $t_{\max}$, $t_{\min}$, Δt по формулам (2.31) при вариации параметров регулирования в пределах: $\alpha = 0^\circ \dots 360^\circ$, с шагом 30° , $R'_0 = 0,60 \dots 0,30$ м с шагом $0,10$ м, $R''_0 = 0,10 \dots 0,00$ м с шагом $0,02$ м, получены графические зависимости, пять из которых представлены на Рисунке 2.2.

Анализ графиков Рисунка 2.2 а, б, в, г, д позволил выявить следующие эффекты:

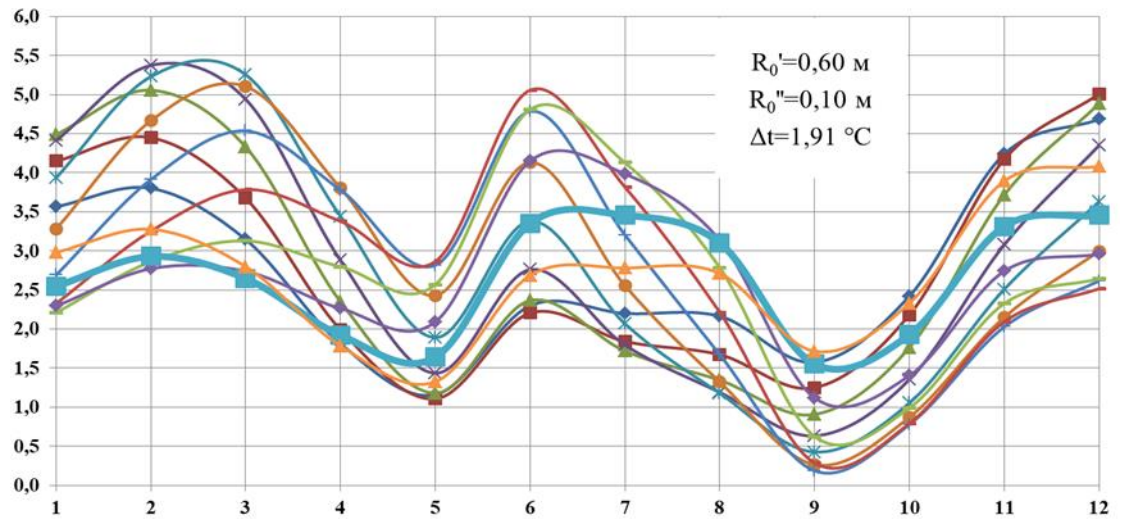
1. Качественный характер изменения температуры трубопровода, при которой обеспечивается сдерживание протаивания мерзлоты, а радиус, или глубина протаивания мерзлоты под трубопроводом, не превышает заданных допустимых размеров, обеспечивающих стабильность проектного положения трубопровода (Рисунок 2.2) .

Характерно наличие 2-х максимумов температуры перекачки (Рисунок 2.2, а-д): февраль-март и июнь-июль.

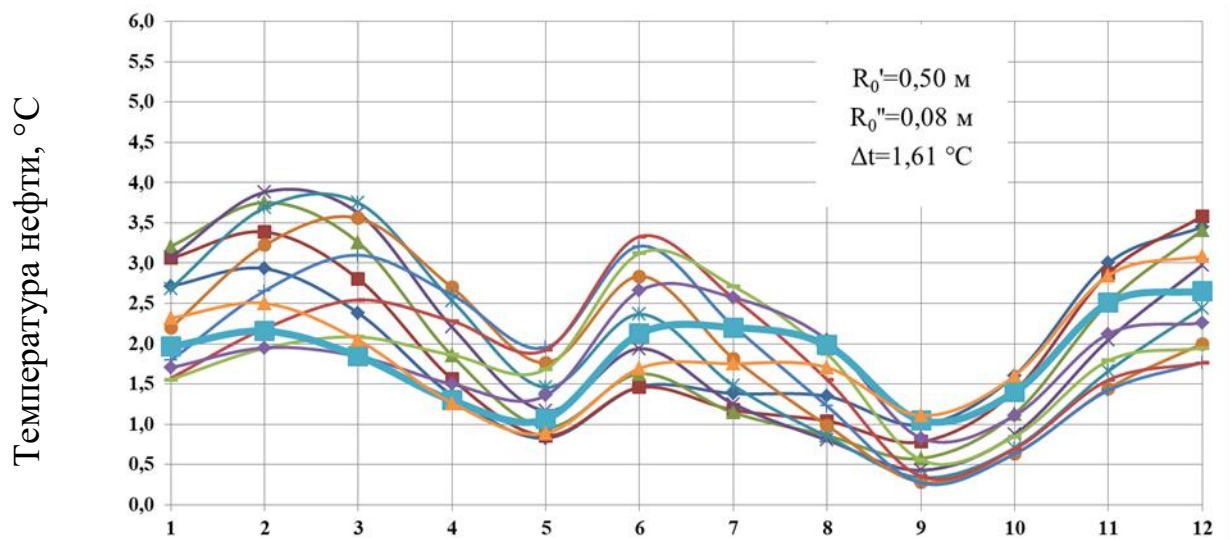
2. Параметры α, R'_0, R''_0 оказывают влияние на температурный режим трубопровода и их регулирование способно снизить до минимума колебания температуры Δt в годовой период эксплуатации.

На Рисунке 2.2 представлено изменение температуры перекачки в течение года при различных значениях α, R'_0, R''_0 .

а)



б)



в)

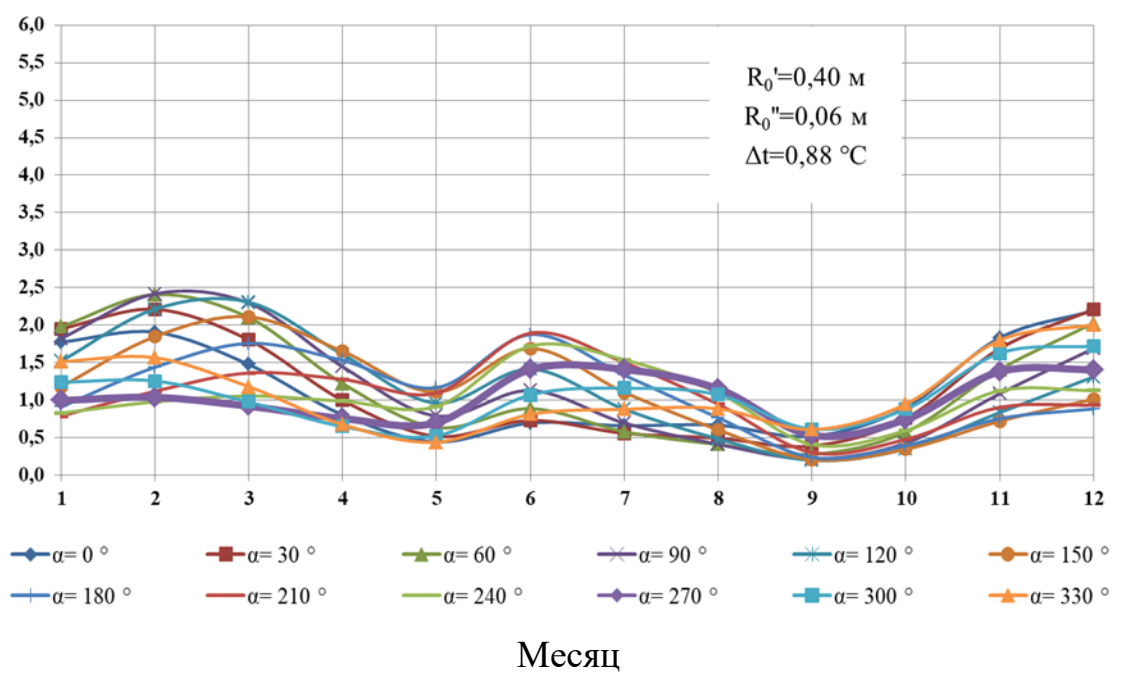


Рисунок 2.2 - Подбор параметров α , R_0' , R_0'' для минимизации колебаний температуры нефти в трубопроводе в течение годового периода эксплуатации

Продолжение рисунка

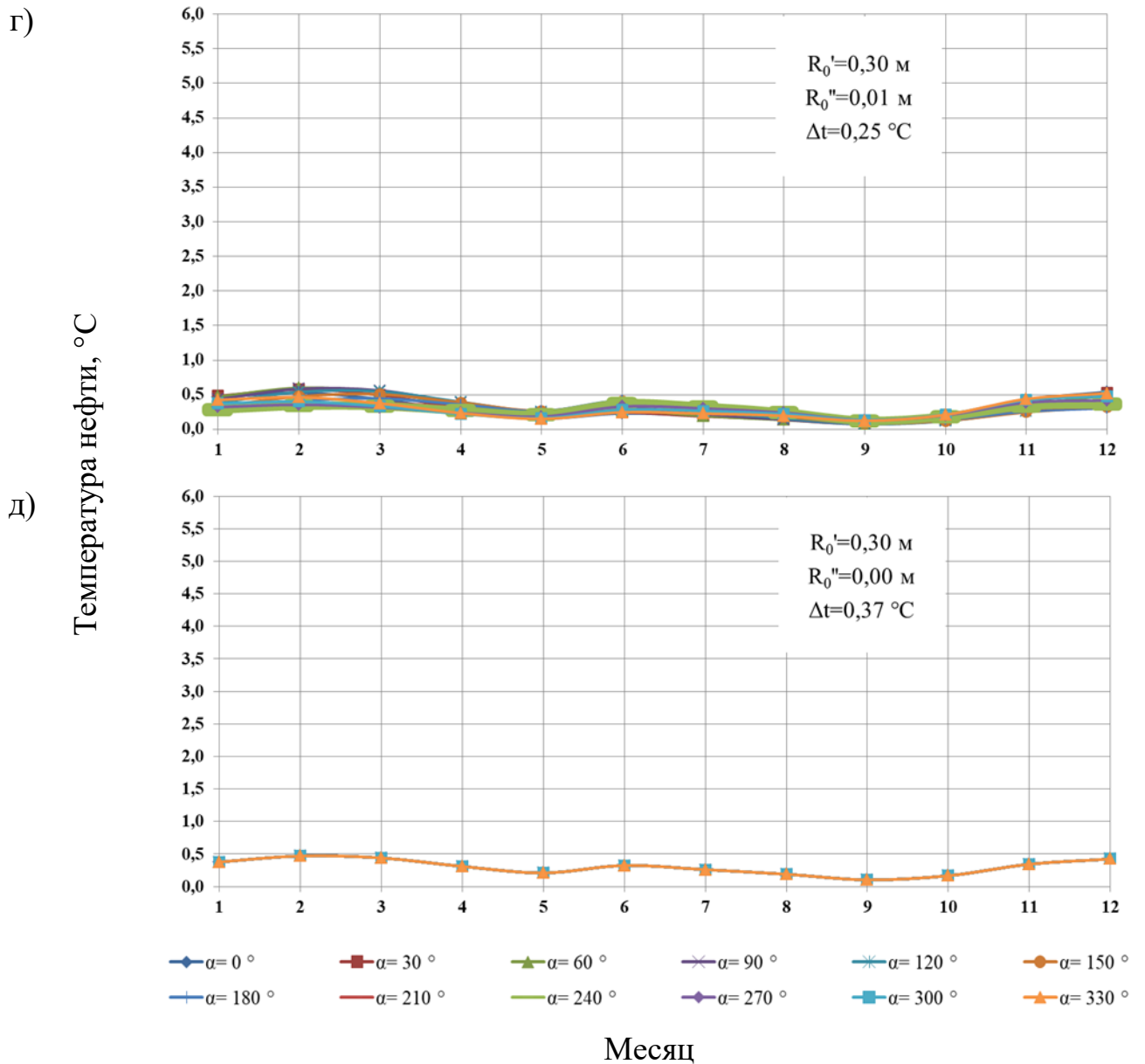


Рисунок 2.2 - Подбор параметров α , R_0' , R_0'' для минимизации колебаний температуры нефти в трубопроводе в течение годового периода эксплуатации, д – оптимальный вариант

Из сравнения представленных графиков следует, что для данного примера оптимальная величина сдвига по фазе на начало отсчета равна $\alpha = 240^\circ$, так как ей соответствует минимальная величина $\Delta t_{min} = 0,25 \text{ °C}$ (Рисунок 2.2, г).

Практически, оптимальный режим будет осуществляться с остановленной границей протаивания, т.к. размер ореола протаивания в течение годового периода получается равным $R_0 = 0,29...0,31$ м.

3.Ореол протаивания можно остановить (Рисунок 2.2, д).

Пример 2.1 показывает, что годовой тепловой режим перекачки может быть стабильным. Баланс тепловых потоков обеспечивается за счет тепловыделения и поглощения тепла при фазовых переходах на границе протаивания-промерзания при уменьшении и увеличении ореола протаивания. Тепловая инерция грунта обеспечивает возможность сдвига по фазе этих колебательных процессов. Оптимизируя целевую функцию Δt по параметрам α, R'_0, R''_0 , можно найти их оптимальное соотношение, при которых Δt минимальна. Также можно изменять параметры глубины заложения трубопровода h_0 , диаметра трубопровода $D_{тр}$.

Как видно, изменение температур в течение года для рассмотренного примера может достигать нескольких градусов (Рисунок 2.2, а-в).

Тем не менее, регулирование позволяет получить вполне технологичные варианты эксплуатационных режимов, представленные на Рисунках 2.2, г-д:

- стабильного температурного режима, когда температура перекачки в течение года практически постоянна: $\Delta t = 0,25 \text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (Рисунок 2.2, г);
- с остановленным ореолом протаивания при значении $R'_0 = 0,3 \text{ м} = const$ (Рисунок 2.2, д).

Анализируя и обобщая полученные результаты, можно отметить следующее. Отличительной особенностью теплообмена трубопровода с окружающей средой при наземной прокладке является наличие 2-х максимумов температуры перекачки (Рисунок 2.2, а-д): февраль-март и июнь-июль.

Первый максимум возникает в зимний период, при самой низкой температуре грунта, при этом выполняется условие несмерзания ореола протаивания вокруг трубопровода. Второй максимум появляется в летний период эксплуатации под действием потока тепла от окружающего воздуха в грунт, а также из-за солнечной радиации.

2.4 Производительность нефтепровода как управляющий фактор технологического регулирования

Оптимизация температурных режимов трубопровода позволила предельно нивелировать экстремальные режимы и стабилизировать теплообмен трубопровода с мерзлотой.

Пример 2.2. Зная регламент по температурному режиму перекачки нефти, произведем гидравлический расчет наиболее стабильного режима перекачки при минимальной Δt и определим степень зависимости температуры нефтепровода от производительности. Принимаем температуру перекачиваемого продукта $t_{\text{бал}}$ равной температуре наружной поверхности трубопровода t (допущение математической модели).

Исходные данные: Температура перекачки изменяется в диапазоне $t=0,13...0,38$ °С, диаметр нефтепровода $D_{\text{тр}}=0,529$ м, толщина стенки $\delta_{\text{ст}}=10$ мм, длина нефтепровода $L=96$ км, вязкость нефти при 20 °С $\nu_{20}=13,8 \cdot 10^{-6}$ м²/с, вязкость нефти при 50 °С $\nu_{50}=5,2 \cdot 10^{-6}$ м²/с, разность геодезических отметок $\Delta z=14$ м, коэффициент крутизны вискограммы $u=0,0325$ °С⁻¹. Согласно [26] производительность нефтепровода диаметром 530 мм можно принять $Q \approx 4...9$ млн.т/год. Транспортировка нефти по участку трубопровода обеспечивается двумя магистральными насосами серии НМ 1250-260 (рабочее колесо $D=460$ мм, напор $H=272$ м, подача $Q=1100$ м³/ч) и одним подпорным насосом серии НПВ 1250-60 (рабочее колесо $D=385$ мм, напор $H=50$ м, подача $Q=1100$ м³/ч).

Результаты гидравлического расчета оптимального варианта со стабильным температурным режимом представлены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Регламент эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности при $R'_0=0,3$ м, $R''_0=0,01$ м, $\alpha=240^\circ$, $\Delta t=0,25$ °С

Месяцы (α)	1 (0°)	2 (30°)	3 (60°)	4 (90°)	5 (120°)	6 (150°)	7 (180°)	8 (210°)	9 (240°)	10 (270°)	11 (300°)	12 (330°)
t , °С	0,29	0,34	0,34	0,27	0,22	0,38	0,33	0,25	0,13	0,19	0,34	0,36

Месяцы (α)	1 (0°)	2 (30°)	3 (60°)	4 (90°)	5 (120°)	6 (150°)	7 (180°)	8 (210°)	9 (240°)	10 (270°)	11 (300°)	12 (330°)
ν , сСт	26,2	26,2	26,2	26,2	26,3	26,1	26,2	26,2	26,3	26,3	26,2	26,1
Q , м ³ /ч	1096,4	1096,7	1096,6	1096,3	1096,0	1096,8	1096,6	1096,2	1095,6	1095,9	1096,7	1096,8

Регламент эксплуатации зависит от теплопроводности грунта и определяется количеством выделившегося тепла трения [43]. Количество выделяемого тепла трения равно теплу, уходящему в грунт от трубы. Тепло в грунте полностью затрачивается на протаивание либо промерзание грунта. Чем меньше теплопроводность грунта, тем меньше тепла уходит от трубы в грунт и выше температура перекачки нефти. Чем больше выделяется тепла трения при перекачке более вязкой нефти, тем выше температура перекачки нефти.

В Таблице 2.4 приведены результаты расчета регламента эксплуатации нефтепровода при перекачке более вязкой нефти.

Таблица 2.4 - Регламент эксплуатации нефтепровода по температуре и производительности при $R'_0=0,9$ м, $\alpha=330$ °С

Месяцы (α)	1 (0°)	2 (30°)	3 (60°)	4 (90°)	5 (120°)	6 (150°)	7 (180°)	8 (210°)	9 (240°)	10 (270°)	11 (300°)	12 (330°)
t , °С	4,71	5,34	5,08	3,43	2,88	7,03	7,04	6,64	3,56	4,49	6,82	6,74
ν , сСт	55,4	55,1	55,2	55,9	56,2	54,4	54,4	54,5	55,9	55,5	54,4	54,5
Q , м ³ /ч	985,3	986,0	985,7	983,9	983,2	987,9	987,9	987,4	983,9	985,0	987,7	987,6

Как видно из Таблиц 2.3 и 2.4, производительность нефтепровода в течение года практически постоянна.

Колебания производительности в течение года составляют

$$\Delta Q = Q_{\max} - Q_{\min} = 1096,8 - 1095,6 = 1,2 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\delta = \frac{\Delta Q}{Q_{\max}} \cdot 100\% = \frac{1,2}{1096,4} \cdot 100\% = 0,1\%.$$

В Таблице 2.5 приведены результаты расчета, показывающие эффективность регулирования, позволяющего уменьшить толщину талика под трубопроводом.

Таблица 2.5 – Расчет толщины талика под трубопроводом с регулированием теплообмена и без регулирования теплообмена трубопровода

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Температура нефти t , °C	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Температура грунта t_e , °C	-2	-5	-5	-5	-4	-4	-3	-2	-2	-2	-3	-4
Толщина талика под трубой (по С.Ю. Велли) ξ_1 , м	0,35	0,16	0,13	0,09	0,07	0,08	0,08	0,09	0,10	0,14	0,21	0,23
Толщина талика под трубой при регулировании теплообмена ξ_2 , м	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05
Толщина талика под трубой уменьшается в $\frac{\xi_1}{\xi_2}$ раз при регулировании теплообмена	8	4	4	3	2	3	3	3	3	3	5	5
Кинематическая вязкость ν , сСт	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Производительность Q , $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$	1100	1100	1099	1097	1096	1097	1096	1096	1096	1097	1099	1100
Колебания производительности в течение года δ , %	0,4											
Годовая производительность $Q_{\text{год}}$, $\frac{\text{млн.м}^3}{\text{год}}$	9,2											

Как видно из примера 2.2, способ изотермической перекачки не требует дополнительных капиталовложений, т. к. скорость транспортировки нефти и диаметр трубопровода соответствуют технологическим нормам проектирования РД-23.040.00-КТН-084-18 [147].

При условии ограничения ореола протаивания под трубопроводом стабильность гидравлического режима при перекачке $Q = 1096 \text{ м}^3/\text{час}$ нефти для приведенного примера достигается при следующих параметрах:

- сдвиг по фазе на начало отсчета $\alpha = 240^0$;
- радиус протаивания в течение года $R_0 \approx 0,30 \text{ м}$;
- температура перекачки нефти в течение года определяются вязкостью нефти и зависит от крутизны вискограммы;
- колебания производительности нефтепровода в течение года минимальны, в пределах 0,1% производительности нефтепровода.

Следует особо отметить, что данная задача, перекачки нефти с ограничением протаивания мерзлоты, может быть решена и для случая неравномерной подачи нефти с промысла.

2.5 Параметрический анализ теплогидравлического режима эксплуатации наземного трубопровода

Подбор оптимальных параметров для изотермической перекачке нефти по наземному трубопроводу в насыпи при проектировании и при расчете эксплуатационных режимов - трудоемкий процесс, который требует больших затрат времени. Для автоматизации процесса расчета предложен алгоритм, представленный на Рисунке 2.3.

Данный алгоритм расчета (Рисунок 2.3) позволяет выполнить параметрический анализ и подобрать оптимальные параметры перекачки при условии ограничения ореола протаивания для различных вариантов прокладки нефтепровода в мерзлоте.

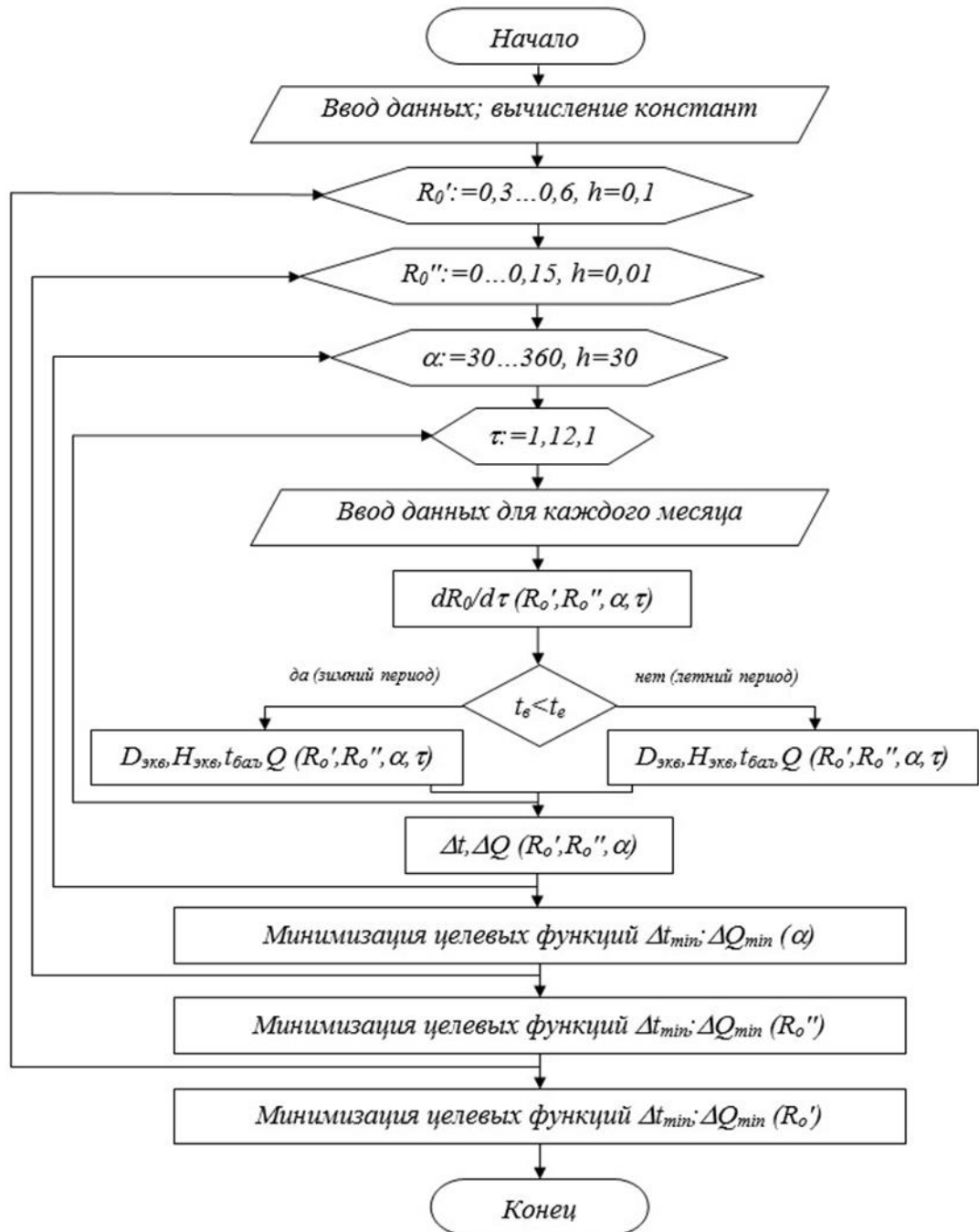


Рисунок 2.3 - Алгоритм расчета оптимальных параметров перекачки при условии ограничения ореола протаивания для различных вариантов прокладки трубопровода в мерзлоте

На основании параметрического анализа устанавливаются значения параметров α , R_0' и R_0'' , при которых достигается стабильный режим перекачки.

В зависимости от поставленной цели минимизации подлежат функции:

$$\Delta t = t_{max} - t_{min} = f(\alpha, R'_0, R''_0), \quad (2.32)$$

$$\Delta Q = Q_{max} - Q_{min} = f(\alpha, R'_0, R''_0). \quad (2.33)$$

Оптимизация режимов позволяет предельно нивелировать экстремальные режимы и стабилизировать теплообмен трубопровода с мерзлотой.

Опыт эксплуатации трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах и исследования теплового взаимодействия трубопровода с оттаивающими, промерзающими грунтами показывают, что трубопроводы, проложенные наземно, более работоспособны. Необходимым требованием для безопасной эксплуатации является сохранение массива грунта в естественном состоянии в течение всего периода эксплуатации трубопровода, что позволяет использовать его несущую способность. Это становится возможным при ограничении теплового воздействия на грунт.

Предлагаемый алгоритм регулирования процесса протаивания – промерзания грунта вокруг трубопровода, построенный по результатам решения обратной задачи теплопроводности, может быть применен при эксплуатации магистральных и промысловых трубопроводов в районах распространения мерзлоты.

ВЫВОДЫ ПО 2 ГЛАВЕ

1. На основании теоретических расчетов выявлено, что особенностью теплообмена наземного изотермического нефтепровода с окружающей средой при прокладке в условиях вечной мерзлоты, в отличие от подземного трубопровода, является наличие 2-х максимумов температуры перекачиваемой нефти, которые возникают в зимний и летний периоды. Первый максимум создается при самой низкой температуре грунта и является необходимым для исключения смерзания трубопровода с грунтом, второй максимум появляется из-за притока тепла от воздуха в грунт и солнечной радиации.

2. Регулирование теплообмена трубопровода осуществляется за счет выполнения требований регламента по температурному режиму, который обеспечивает сдвиг по фазе процессов теплопередачи во вмещающем трубопровод грунте с накоплением холода в зимний период, и позволяет, при минимальных колебаниях температуры перекачки в течение года $0...1$ °С, предотвратить прогрессирующее таяние грунта под трубопроводом, что подтверждается уменьшением ореола протаивания в 8 раз (при колебаниях производительности в течение года в пределах 0,4 %), а также сохранить при этом экономическую эффективность перекачки и свести к минимуму возникновение опасных криогенных процессов.

3. Обеспечение реализации принципа невторжения в грунт для трубопровода в режиме сбалансированного теплообмена можно при укладке непосредственно на мохово-торфяной слой грунта, который увеличивает теплоизолирующий эффект основания, либо на специальный теплоизолирующий экран.

4. Не смотря на различие грунтовых условий по трассе трубопровода, соблюдение регламента, который осуществляется мониторингом и регулированием теплообмена, обеспечивает практически одинаковые температурные напоры в сечениях по всей длине нефтепровода, что в

значительной мере соответствует состоянию равнопрочности линейной части трубопровода по его длине.

5. Алгоритм расчета оптимальных параметров перекачки при условии ограничения ореола протаивания в мерзлоте учитывает тепловое взаимодействие трубопровода с талым и мерзлым грунтом, прогнозирует размеры талой зоны и температуру перекачки при эффективных теплогидравлических режимах и применим при прокладке на твердомерзлых грунтах, но для случая прокладки на пластичномерзлых грунтах, в которых изменяется пространственное положение оси трубопровода во времени, требуется дальнейшее исследование.

3 ТЕПЛООБМЕН НАЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА В НАСЫПИ В РЕЖИМЕ САМОПОГРУЖЕНИЯ С ЗАМЕРЗШЕЙ ПОВЕРХНОСТИ

3.1 Комплексный подход к решению задач теплообмена с мерзлыми грунтами

В соответствии с нормативными документами [163, 164] на этапе проектирования трубопроводы рассчитываются на стационарный режим эксплуатации. В районах мерзлоты стационарный режим, практически, не достигается. При существенно положительных температурах перекачки формируется талик вокруг трубы, с годами превращающийся в прогрессирующий ореол протаивания грунта под трубопроводом, и трубопровод теряет устойчивость, перемещаясь в протаявшем грунте и меняя свое положение. При отрицательных температурах перекачки к потере устойчивости приводит смерзание и пучение грунта, а также наледообразование. При заземлении трубы возрастает опасность ее порыва. Сложность учета изменения криоструктуры грунта под тепловым воздействием трубопровода привела к тому, что в настоящее время нет достоверной методики, позволяющей учесть все многообразие факторов (изменение теплофизических характеристик грунта при оттаивании и замерзании, температур грунта, трубопровода, воздуха, изменение положения оси трубопровода и др.), оказывающих влияние на формирование области оттаивания.

При проектировании трубопроводов на мерзлоте необходим комплексный учет всех факторов, влияющих на температурный режим грунтов: прогноз изменения теплофизических свойств грунта при строительных работах (нарушение растительного слоя в основании трубопровода), прогноз изменения дневной поверхности грунта (отсыпка насыпи, устройство траншеи), тепловое воздействие трубопровода на мерзлый грунт.

При эксплуатации нефтепроводов в условиях мерзлоты со временем изменяются условия теплообмена, теплофизические свойства грунта, размеры насыпи, положение оси трубопровода. Поэтому при расчете теплового и механического взаимодействия окружающих грунтов с нефтепроводом необходимо пересчитывать исходные данные для расчета теплообмена с учетом перехода грунтов в категорию техногенных [49]. При этом очень важно учитывать эффект самопогружения.

Как отмечается в [159, 192], оттаивание мерзлых грунтов вокруг трубопровода вызывает следующие вертикальные перемещения:

1) при отрицательной плавучести $q_{\text{тр}} > q_{\text{в}}$

- если грунт среднепросадочный/сильнопросадочный/чрезвычайно просадочный, то будет наблюдаться погружение трубопровода под действием сил тяжести, а также возможно выпучивание трубопровода от действия продольных сил;
- если грунт непросадочный/слабопросадочный, то будут наблюдаться осадка и пучение грунта, также возможно выпучивание трубопровода от действия продольных сил.

2) при положительной плавучести $q_{\text{тр}} < q_{\text{в}}$ и при водонасыщении грунта 0,8 возможно всплытие трубопровода на участке оттаявшего грунта под действием силы Архимеда, а также выпучивание трубопровода от действия продольных сил.

Поэтому, необходим комплексный подход к решению задач теплообмена с мерзлыми грунтами на этапе проектирования с учетом сложного взаимодействия трубопровода с окружающей средой, который должен предусматривать следующие расчеты:

- расчет регламента теплообмена трубопровода с мерзлым массивом грунта ограничивающего продвижение ореола протаивания в допустимых пределах;
- расчет осадки грунта в процессе теплового и механического взаимодействия и проседания трубопровода под действием собственного веса в режиме самопогружения в пределах ореола протаивания;

- теплогидравлический расчет трубопровода с учетом сезонных колебаний определяющих температурных напоров.

Следует также отметить, что данный подход к решению задач теплообмена позволяет считать обоснованным вариант наземной прокладки магистрального трубопровода с сохранением грунта в ненарушенном естественном состоянии в районах мерзлоты, что подтверждается также и многими авторами [159]:

1. В работе [159] дана классификация торфяных и многолетнемерзлых грунтов под нагрузкой от трубопровода, которые позволяют выбрать оптимальное решение прокладки.

2. На основе теории и анализа эксплуатации трубопроводов разработаны новые способы прокладки промысловых трубопроводов с максимальным использованием несущей способности торфяных и многолетнемерзлых грунтов, самопогружением (плавающий растительный слой) с фиксацией на проектных отметках [1, 155, 156, 157, 158]. Следует отметить, что разработанные способы прокладки не учитывают температурного влияния со стороны трубопровода.

3. В полевых условиях проведены экспериментальные исследования по изучению осадки наземных и подземных цилиндрических штампов диаметрами 159, 219, 325, 426 мм, имитирующих трубопровод, при оттаивании [159].

Однако, ни в одной из этих работ не решалась задача теплового взаимодействия трубопровода с мерзлым основанием комплексно, с ограничением радиуса протаивания грунта под трубой, добиваясь при этом не только заданного регламента эксплуатации, но и стабилизации положения оси трубопровода.

Необходимо отметить, что во всем сложном процессе теплового и механического взаимодействия системы, особую роль играет условие ограничения ореола протаивания, которое можно рассматривать как условие физического воздействия нефтепровода на вмещающий мерзлый грунт. Регулируя температурный режим трубопровода и ограничивая радиус протаивания мерзлого

грунта, можно свести к минимуму тепловую и механическую осадки трубопровода.

Полная осадка слоя s определяется из условий

$$s = s_{\text{отт}} + s_{\text{упл}}, \quad (3.1)$$

где $s_{\text{отт}}$ - осадка слоя за счет оттаивания льда,

$s_{\text{упл}}$ - осадка слоя за счет уплотнения грунта.

Полная осадка трубопровода на мерзлых грунтах состоит из осадки грунта при его оттаивании под действием тепла, передаваемого трубой $s_{\text{отт}}$, и осадки грунта под нагрузкой $s_{\text{упл}}$. Тепловая осадка составляет в среднем 70% от полной и является доминирующим фактором. При этом, большое значение имеет неравномерность осадки по длине трубопровода. Следовательно, при малых тепловых осадках снижается и неравномерность просадки трубопровода по трассе.

При прокладке трубопроводов на мерзлых грунтах нарушается экологическое равновесие в природе, поэтому для сохранения естественной среды и восстановления нарушенного природного теплового баланса, необходимо поддерживать постоянным нулевой теплооборот на поверхности грунта.

Таким образом, экологическое регулирование позволит ограничить не только протаивание грунта под трубопроводом и предельно уменьшить просадку и выпучивание трубопровода, но и выполнить экологические требования по сохранности окружающей среды в районе прохождения трассы трубопровода.

При правильно выполненном расчете, для которого разработан и предлагается алгоритм, экологическое регулирование становится вполне технологичным, так как сводится к обеспечению регламентированной температуры t , с которой нефть должна поступать в магистральный трубопровод.

Весьма положительным является то, что экологическое регулирование может быть осуществлено при низкотемпературном теплообмене, когда могут предусматриваться варианты эксплуатации с постоянной температурой $t = \text{const}$ или с учетом сезонной перестройки режимов в допустимых регламентом

пределах, а также и в порядке отслеживающего регулирования при мониторинге трубопровода в мерзлоте.

Следует особо отметить, что при комплексном подходе к решению данной задачи возможен учет максимального числа факторных признаков, влияющих на конечный результат, в том числе и таких, как диаметр трубопровода, толщина теплоизоляционного покрытия.

3.2 Постановка задачи

На мерзлых грунтах осадки трубопровода могут иметь стабилизированный характер, при условии сохранения мерзлого грунта в основании, и нестабилизированный характер - в результате оттаивания грунта. Интенсивность осадки может меняться из-за теплового воздействия трубопровода на грунт в пределах ореола протаивания, когда часть грунта переходит из твердого в состояние в разжиженное.

В реальных условиях прокладки трубопровода на мерзлых грунтах возможны 2 случая самопогружения:

1 - случай регулируемого теплообмена с ограничением ореола протаивания $R_0 = R_{0min} \dots R_{0max}$, или $R_0 = const$.

2 - случай нерегулируемого теплообмена с непрерывным увеличением размеров талой зоны и области теплового влияния трубопровода при прогрессирующем протаивании мерзлоты.

В соответствии с принципом минимального теплового воздействия на мерзлый грунт и сохранения работоспособности трубопровода 1-й случай является предпочтительным. Дополнительно, наличие тепловой изоляции трубопровода или теплоизолирующего свойства мохово-растительного покрова позволяет минимизировать тепловое воздействие на грунт.

Регулируемый теплообмен означает, что процессом таяния можно управлять, ограничивая съём тепла с поверхности трубопровода.

Допустимый тепловой съем с поверхности трубопровода определяется в результате решения обратной задачи теплопроводности (формула 2.15) и устанавливает закономерность изменения величины теплового потока в течение годового периода эксплуатации при условии несмерзания и изменения ореола протаивания в пределах: $R_{0min} \dots R_{0max}$, либо $R_0 = const$. Это обеспечивает безопасный уровень температурного влияния, при котором снижаются до минимума риски прогрессирующего таяния грунта, а следовательно, и последующего опускания или выпучивания трубопровода.

Трубопровод в талом грунте остается потенциально подвижным и не заземляется. С наступлением холодного осенне-зимнего периода небольшой слой талого грунта вокруг трубы будет предохранять трубопровод от заземления. Это подтверждается экспериментальными исследованиями [47], которые показали, что мерзлый грунт при оттаивании оказывает значительно меньшее сопротивление продольному перемещению трубы, чем мерзлый и обычный талый грунт.

С целью учета и оценки влияния самопогружения трубопровода на выбор оптимальных рабочих параметров трубопровода, рассмотрим регулируемый теплообмен нефтепровода, проложенного по дневной поверхности в насыпи на многолетнемерзлом грунте. Под действием собственного веса трубопровода, продукта и веса грунта засыпки происходит самопогружение трубопровода. С момента заполнения трубопровода нефтью происходит растепление грунта: под действием температуры появляется и развивается ореол протаивания. От величины ореола протаивания напрямую зависят тепловая осадка грунта под трубопроводом и общее проседание трубопровода.

3.3 Эффект ранней стабилизации положения оси трубопровода

Рассмотрим схему трубопровода с ограниченным ореолом протаивания (Рисунок 3.1).

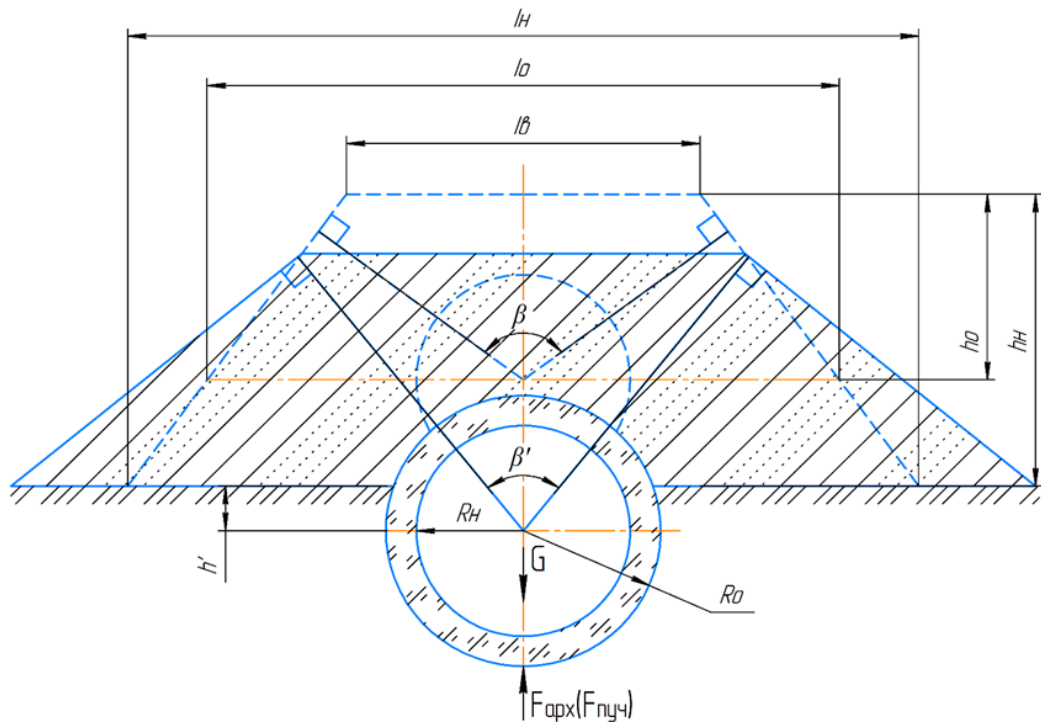


Рисунок 3.1 - Изменение положения оси трубопровода

При свободной прокладке на мерзлоте наземный трубопровод в насыпи под воздействием внутренних и внешних сил может изменять свое положение относительно первоначального, принимаемого им в процессе укладки, и переходить в любое пространственное положение, перемещаясь вверх, вбок, вниз. Вертикальное перемещение вверх возможно при положительной плавучести трубопровода, при выпучивании трубопровода на пучинистых грунтах, наличия сжимающей продольной силы. Вбок трубопровод может перемещаться только в том случае, если в нем имеется сжимающее или растягивающее продольное усилие. Вниз вертикальное перемещение возможно при отрицательной плавучести трубопровода, при осадке грунтов основания, наличии сжимающей продольной силы. В предыдущей главе 2 рассмотрен способ регулирования теплообмена трубопровода, при котором достигается изотермическая перекачка при сбалансированном теплообмене и не допускается прогрессирующее таяние мерзлых грунтов в основании трубопровода, поэтому далее в работе влияние сжимающей и разжимающей продольной силы не учитываем.

Оттаявший грунт можно рассматривать как условно жидкую среду. На трубопровод, находящийся в оттаявшем грунте, действуют две противодействующие силы: сила тяжести, направленная вертикально вниз, и выталкивающая сила Архимеда (либо сила пучения в промерзающем грунте), направленная вертикально вверх. Поведение трубопровода в слабонесущем грунте подчиняется соотношению воздействия этих двух сил. Самопогружение трубопровода, заполненного нефтью, происходит под действием силы тяжести G , противодействии ей выталкивающей силы $F_{\text{арх}}$ и силы пучения $F_{\text{пуч}}$

$$G = F_{\text{арх}} + F_{\text{пуч}} . \quad (3.2)$$

Это состояние равновесия будет квазистойчивым, если основание под трубопроводом не будет бесконтрольно проседать.

При контролируемом оттаивании основания трубопровода и при обустройстве насыпи, выталкивающей силой $F_{\text{арх}}$ в расчетах можно пренебречь.

При самопогружении изменяются конструктивные параметры насыпи. Необходимо учитывать эти изменения. Влияние формы насыпи на теплообмен трубопровода с грунтом можно выразить через конструктивный параметр - угол β' , который зависит от положения оси трубопровода h' , первоначальных размеров насыпи $\beta, l_0, h_0, l_{\text{в}}, l_{\text{н}}, h_{\text{н}}$ и радиуса трубопровода $R_{\text{н}}$:

$$\beta' = f(h', \beta, l_0, h_0, l_{\text{в}}, l_{\text{н}}, h_{\text{н}}, R_{\text{н}}). \quad (3.3)$$

Расстояние от поверхности насыпи до оси трубопровода после погружения h_0 находим по формуле

$$h_0[\tau; y] = h_0 [12; y - 1] - s_{\text{уплот}}[12; y - 1] \quad (3.4)$$

Особенность определения осадки в условиях комплексной задачи состоит в том, что к поверхности мерзлого грунта приложена уплотняющая нагрузка в виде трубопровода с продуктом в насыпи, в то же время создающая в грунте квазистационарный тепловой поток. В начале эксплуатации в момент приложения нагрузки и создания теплового потока от трубопровода в грунт осадка равна нулю. Через промежуток времени (месяц) грунт оттаяет на определенную глубину и одновременно начнется уплотнение грунта в оттаявшем слое. Величина осадки

оттаивающего слоя грунта -го месяца определяется как сумма тепловой и механической осадок по формуле С.М. Соколова [159]

$$s_{\text{тепл}} = A \cdot R_{\text{расч}} + a_0 \cdot R_{\text{расч}} \cdot p_n \quad (3.5)$$

где $R_{\text{расч}}$ - оттаивающий слой грунта под трубопроводом,

A - коэффициент сжимаемости слоя грунта;

a_0 - коэффициент оттаивания слоя грунта;

p_n - давление грунта в середине оттаивающего слоя

$s_{\text{мех}}$ определяется согласно [162].

Расчетная толщина протаивания грунта под трубопроводом определяется по формуле

$$R_{\text{расч}}[\tau; y] = R_0[\tau; y] + h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y] - R_0[\tau - 1; y] \quad (3.6)$$

где $R_0[\tau; y]$ – ореол протаивания текущего месяца,

$h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y]$ – величина осадки/пучения предыдущего месяца,

$R_0[\tau - 1; y]$ - ореол протаивания предыдущего месяца.

Оттаивающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ ($R_{\text{расч}} > 0$) может находиться полностью в слое мха (толщина слоя h_1), частично в слое мха и в слое торфа, либо полностью в слое торфа (толщина слоя h_2):

- оттаивающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится полностью в слое мха при $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] < h_1$.

Давление грунта в середине оттаивающего слоя мха находится по формуле

$$p_1[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + \frac{R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]}{2} \cdot \rho_{\text{отт.мох}}^{\text{1сл}}[\tau; y] \cdot g \quad (3.7)$$

Осадок в оттаивающем слое мха считается по формуле

$$s_1[\tau; y] = A_{\text{1слой}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] + a_0^{\text{1слой}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] \cdot p_1[\tau; y] \quad (3.8)$$

$s_2[\tau; y]$ принимается равной 0.

- оттаивающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится частично в слое мха и в слое торфа при одновременном выполнении условий $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$, $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] < h_1$.

Давление грунта в середине оттаивающего слоя мха находится по формуле:

$$p_1[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + \frac{h_1}{2} \cdot \rho_{\text{отт.мох}}^{\text{1сл}}[\tau; y] \cdot g \quad (3.9)$$

Давление грунта в середине оттаивающего слоя торфа находится по формуле:

$$p_2[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + h_1 \cdot \rho_{\text{отт.мох}}^{\text{1слой}}[\tau; y] \cdot g + \frac{R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1}{2} \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{2слой}}[\tau; y] \cdot g \quad (3.10)$$

Осадка в оттаивающем слое мха считается по формуле

$$s_1[\tau; y] = A_{\text{1слой}} \cdot (h_1 - R_0[\tau; y] + h'[\tau; y] + R_{\text{расч}}[\tau; y]) + a_0^{\text{1слой}} \cdot (h_1 - R_0[\tau; y] + h'[\tau; y] + R_{\text{расч}}[\tau; y]) \cdot p_1[\tau; y] \quad (3.11)$$

Осадка в оттаивающем слое торфа считается по формуле:

$$s_2[\tau; y] = A_{\text{2слой}} \cdot (R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1) + a_0^{\text{2слой}} \cdot (R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1) \cdot p_2[\tau; y] \quad (3.12)$$

- оттаивающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится полностью в слое торфа при одновременном выполнении условий $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$, $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] > h_1$

Давление грунта в середине оттаивающего слоя торфа находится по формуле:

$$p_2[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + h_1 \cdot \rho_{\text{отт.мох}}^{\text{1слой}}[\tau; y] \cdot g + \frac{R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1}{2} \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{2слой}}[\tau; y] \cdot g \quad (3.13)$$

Осадка в оттаивающем слое торфа считается по формуле

$$s_2[\tau; y] = A_{2\text{слой}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] + a_0^{2\text{слой}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] \cdot p_2[\tau; y] \quad (3.14)$$

$s_1[\tau; y]$ принимается равной 0.

Общая осадка трубопровода рассчитывается по формуле:

$$h^{\text{ос/пуч}}[\tau; y] = s_1[\tau; y] + s_2[\tau; y] \quad (3.15)$$

Изменение во времени плотности техногенного грунта ρ_τ рассчитывается по формуле

$$\rho_\tau = \rho_0 + (\rho - \rho_0)(1 - e^{-n \cdot \text{time}/12}) \quad (3.16)$$

где ρ_0 – плотность грунта в момент времени $\tau = 0$, т. е. сразу после экскавации грунта,

ρ – плотность грунта при природном залегании,

n – коэффициент, зависящий от свойств данного литологического типа грунта и характеризующий интенсивность самоуплотнения,

time – время.

$$\text{time}[\tau; y] = \frac{\tau - 1 + y}{12} \quad (3.16.1)$$

$$\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] = \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}} + (\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}} - \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}})(1 - e^{-n_{\text{нас}} \cdot \text{time}}) \quad (3.16.2)$$

$$\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}}[\tau; y] = \rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} + (\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} - \rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}})(1 - e^{-n_{1\text{слой}} \cdot \text{time}}) \quad (3.16.3)$$

$$\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}}[\tau; y] = \rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} + (\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} - \rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}})(1 - e^{-n_{2\text{слой}} \cdot \text{time}}) \quad (3.16.4)$$

$$\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] = \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} + (\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} - \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}})(1 - e^{-n_{\text{нас}} \cdot \text{time}}) \quad (3.16.5)$$

Промерзающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ ($R_{\text{расч}} < 0$) может находиться полностью в слое мха (толщина слоя h_1), частично в слое мха и в слое торфа, либо полностью в слое торфа (толщина слоя h_2):

- промерзающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится полностью в слое мха при $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] < h_1$

Величина пучения определяется по формуле

$$h^{\text{ос/пуч}}[\tau; y] = k_{\text{пуч1}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] \quad (3.17)$$

где $k_{\text{пуч}}$ – коэффициент пучения.

- промерзающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится частично в слое мха и в слое торфа при одновременном выполнении условий $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] > h_1$, $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] < h_1$

Величина пучения определяется по формуле

$$h^{\text{ос/пуч}}[\tau; y] = k_{\text{пуч1}} \cdot (h_1 - R_0[\tau; y] + h'[\tau; y] + R_{\text{расч}}[\tau; y]) + k_{\text{пуч2}} \cdot (R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1) \quad (3.18)$$

- промерзающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится полностью в слое торфа при одновременном выполнении условий $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] > h_1$, $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$

Величина пучения определяется по формуле

$$h^{\text{ос/пуч}}[\tau; y] = k_{\text{пуч2}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] \quad (3.19)$$

Ось трубопровода относительно дневной поверхностью находится на расстоянии

$$h'[\tau; y] = h'[\tau - 1; y] - h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y] \quad (3.20)$$

где $h'[\tau - 1; y]$ - проектное положение предыдущего месяца

$h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y]$ - величина осадки/пучения текущего месяца,

Уплотнение грунта насыпи определяется по формуле:

$$s_{\text{упл}}[\tau; y] = A_{\text{нас}} \cdot (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) + a_0^{\text{нас}} \cdot (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot p_{\text{нас}}[\tau; y] \quad (3.21)$$

где давление грунта насыпи определяется по формуле

$$p_{\text{нас}}[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] + \frac{R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]}{2} \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \quad (3.22)$$

Глубина заложения оси трубопровода находится по формуле

$$h_0[\tau; y] = h_0[\tau - 1; y] - s_{\text{упл}}[\tau - 1; y] + h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y] \quad (3.23)$$

Находим формулу для определения теплообменного параметра $\beta[\tau; y]$ (или β'), длин верхней и нижней образующих насыпи при просадке и выпучивании трубопровода (рисунок 3.1):

- при просадке трубопровода $h^{oc/пуч}[\tau; y] > 0$

$$\beta[\tau; y] = 2 \arctg \left[\frac{h_0[\tau; y] + h'[\tau; y]}{0,5 \cdot (l_H[\tau; y] - l_B[\tau; y])} \right] \quad (3.24)$$

$$l_B[\tau; y] = \frac{h^{oc/пуч}[\tau-1; y] + s_{уплот}[\tau-1; y]}{0,5 \cdot tg \frac{\beta[\tau-1; y]}{2}} + l_B[\tau-1; y] \quad (3.25)$$

$$l_H[\tau; y] = \frac{(h^{oc/пуч}[\tau-1; y] + s_{уплот}[\tau-1; y]) \cdot (l_B[\tau-1; y] + l_B[\tau; y])}{h_0[\tau; y] + h'[\tau; y]} + l_H[\tau-1; y] \quad (3.26)$$

$$l_0[\tau; y] = \frac{l_B[\tau; y] \cdot (h_H[\tau; y] - h_0[\tau; y]) + l_H[\tau; y] \cdot h_0[\tau; y]}{h_H[\tau; y]} \quad (3.27)$$

$$h_H[\tau; y] = h_H[\tau-1; y] - h^{oc/пуч}[\tau-1; y] - s_{уплот}[\tau-1; y] \quad (3.28)$$

- при выпучивании трубопровода $h^{oc/пуч}[\tau; y] < 0$

$$\beta[\tau; y] = \beta[\tau-1; y] \quad (3.29)$$

$$l_B[\tau; y] = l_B[\tau-1; y] \quad (3.30)$$

$$l_H[\tau; y] = l_H[\tau-1; y] \quad (3.31)$$

$$l_0[\tau; y] = \frac{l_B[\tau; y] \cdot (h_H[\tau; y] - h_0[\tau; y] - h^{oc/пуч}[\tau-1; y]) + l_H[\tau; y] \cdot (h_0[\tau; y] + h^{oc/пуч}[\tau-1; y])}{h_H[\tau; y]} \quad (3.32)$$

$$h_H[\tau; y] = h_H[\tau-1; y] - s_{уплот}[\tau-1; y] \quad (3.33)$$

Средний тепловой поток в сечении трубопровода равен полусумме тепловых потоков по вертикали [145]. Теплопроводность грунтов в сечении трубопровода можно определять как полусумму по вертикали в зоне теплового влияния трубопровода в соответствии с литологическим разрезом и послойным расположением.

При расположении ореола протаивания R_0 полностью в 1 слое мха, т.е. $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] \leq h_1$, то

- среднее значение теплопроводности талого грунта в сечении трубопровода λ_T находится по формуле

$$\lambda_T = \frac{\lambda_{отт.торф}^{нас} + \lambda_{отт.мох}^{1слой}}{2} \quad (3.34)$$

- среднее значение теплопроводности мерзлого грунта в сечении трубопровода λ_m находится по формуле

$$\lambda_m = \frac{\lambda_{m.торф}^{нас} + \lambda_{hi}}{2} \quad (3.35)$$

$$\lambda_{hi} = \frac{\lambda_{m.мох}^{1слой} \cdot (h_1 - R_0 + h') + \lambda_{m.торф}^{2слой} \cdot h_2}{h_1 - R_0 + h' + h_2} \quad (3.36)$$

При расположении ореола протаивания R_0 частично в 1 слое мха и во 2 слое торфа, т.е. $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$, то

- среднее значение теплопроводности талого грунта в сечении трубопровода λ_t находится по формуле

$$\lambda_t = \frac{\lambda_{отт.торф}^{нас} + \lambda_{hi}}{2} \quad (3.37)$$

$$\lambda_{hi} = \frac{\lambda_{отт.мох}^{1слой} \cdot h_1 + \lambda_{отт.торф}^{2слой} \cdot (R_0 - h' - h_1)}{R_0 - h'} \quad (3.38)$$

- среднее значение теплопроводности мерзлого грунта в сечении трубопровода λ_m находится по формуле

$$\lambda_m = \frac{\lambda_{m.торф}^{нас} + \lambda_{m.торф}^{2слой}}{2} \quad (3.39)$$

При эксплуатации магистрального трубопровода в насыпи на мерзлом грунте самопогружение трубопровода происходит при изменяющемся тепловом потоке. Особенностью такого способа прокладки является смещение бóльшей части теплового потока от трубопровода вверх при отрицательной температуре воздуха, что уменьшает ореол протаивания под трубопроводом и провоцирует начало смерзания талого грунта. При втором цикле оттаивания, грунт в пределах глубины первого цикла оттаивания, можно считать уплотнившимся до состояния, в котором он находился до промораживания, и осадку грунта в пределах глубины первого цикла оттаивания можно считать незначительной.

Можно предположить, что этот эффект, если он подтвердится экспериментально, должен способствовать ранней стабилизации положения оси трубопровода.

3.4 Алгоритм расчета самопогружения наземного трубопровода до стабильной отметки при регулируемом теплообмене

Алгоритм составлен с учетом изменения сезонных осадок трубопровода в пределах ореолов протаивания под трубопроводом.

Для реализации свободной прокладки необходимо найти глубину свободного погружения h' оси трубопровода по отношению к дневной поверхности (Рисунок 3.1) при условии сохранения стабильного теплогидравлического режима, при котором температура, определяемая по формулам (2.24, 2.25), и соответствующая производительность перекачки нефти остаются постоянными:

$$t = \text{const}, Q = \text{const}. \quad (3.40)$$

Задаваясь границами протаивания в пределах $R_{0min} < R_0 < R_{0max}$, или выбирая вариант $R_0 = \text{const}$, мы можем управлять условиями теплообмена. Подобное регулирование, с ограничением радиуса протаивания в допустимых пределах, позволяет изменять режим теплообмена и не допустить прогрессирующего протаивания грунта под трубопроводом.

Алгоритм расчета, представленный на Рисунке 3.2 (Приложение 4), позволяет выполнить параметрический анализ и подобрать оптимальные параметры перекачки при условии ограничения ореола протаивания для различных вариантов прокладки трубопровода.

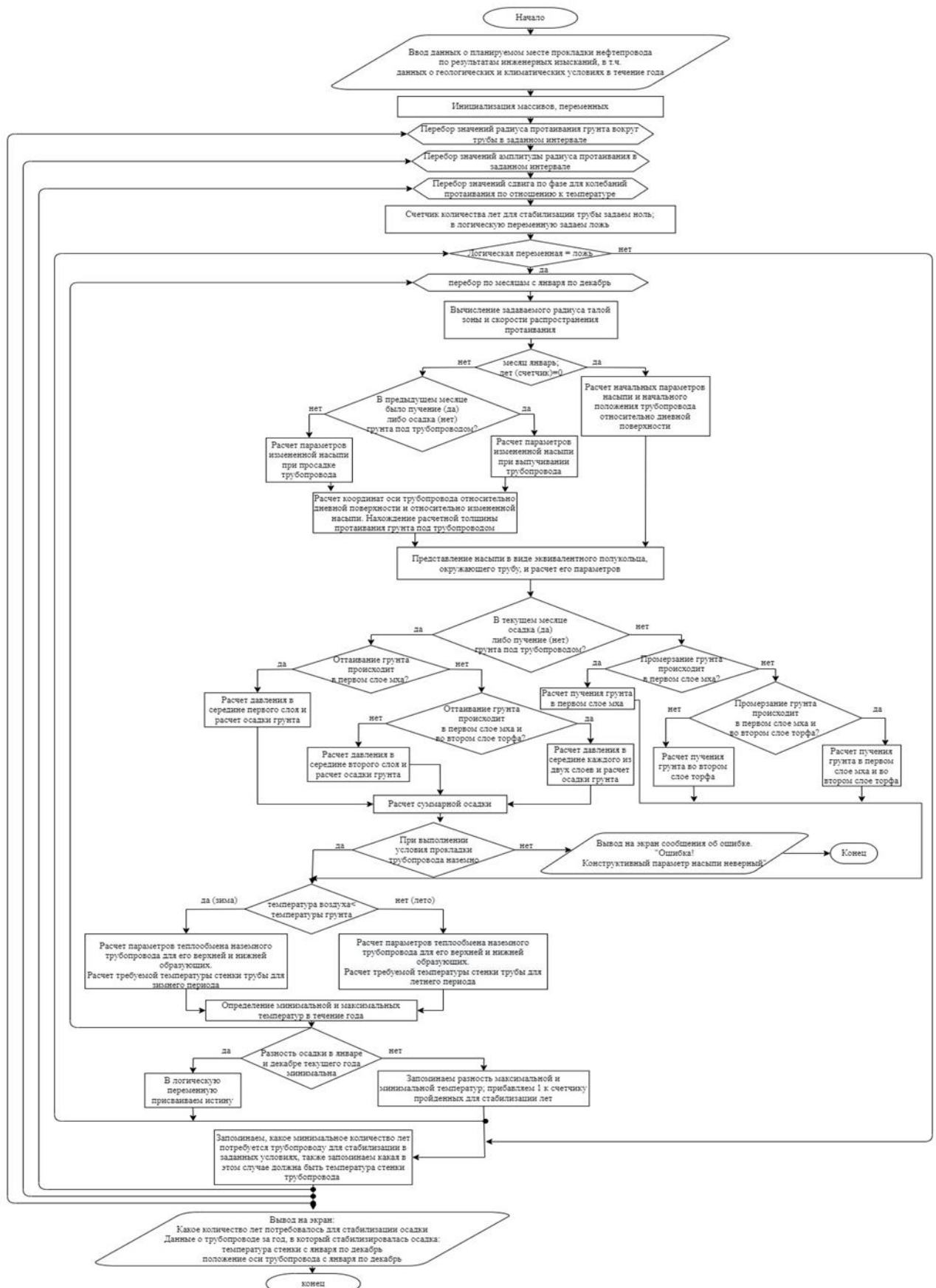


Рисунок 3.2 – Алгоритм расчета самопогружения трубопровода до стабильной отметки при регулируемом теплообмене в упрощенном виде

Стабильность теплогидравлического режима, при постоянстве производительности Q , температуры перекачки в течение годового периода эксплуатации и положения оси трубопровода h' , может быть достигнута путем подбора параметров регулирования α , R'_0 , R''_0 , а так же диаметра трубопровода D_H при проектировании трубопровода. Эти параметры могут рассматриваться как управляющие параметры, позволяющие регулировать режим теплообмена воздействием на величину скорости перемещения границы протаивания dR_0/dt в допустимых пределах ореола протаивания.

При подборе и обосновании минимального радиуса R_{0min} ореола протаивания для выполнения расчета необходимо учитывать условие не смерзания трубопровода с грунтом $R_{0min} > R_H$, при котором труба будет окружена кольцом талого грунта. Минимальный талик вокруг трубопровода способен предотвратить смерзание трубопровода с грунтом даже при нарастании бугра пучения, предохраняя трубопровод от защемления, выпучивания либо разрыва стенок трубопровода.

Максимальный радиуса R_{0max} ореола протаивания назначается из условия несмыкания с поверхностью насыпи, т. е. $R_{0max} < h_0$.

Таким образом, в алгоритме расчета минимальный ореол протаивания R_{0min} грунта вокруг трубопровода будет увеличиваться от радиуса наружной поверхности трубопровода R_H до максимального ореола протаивания R_{0max} , а максимальный ореол протаивания R_{0max} будет уменьшаться от величины глубины заложения оси трубопровода h_0 до минимального радиуса ореол протаивания R_{0min} . В алгоритме диапазон подбора среднего значения радиуса протаивания R'_0 и амплитуды радиуса протаивания R''_0 определяются в зависимости от наружного радиуса трубопровода и глубины заложения оси трубопровода. Рекомендуется принимать в расчете диапазон изменения радиуса протаивания R_0 :

$$R_{0min} \geq (1,05 \dots 1,10)R_H;$$

$$R_{0max} \leq (0,90 \dots 0,95)h_0.$$

Таким образом R'_0, R''_0 согласно формулам (2.3.1, 2.3.2) принимаются $R_{0min} < R'_0 < R_{0max}, 0 < R''_0 < 0,5 \cdot (R_{0max} - R_{0min})$.

В зависимости от поставленной цели минимизации подлежат функции:

$$\Delta t = t_{max} - t_{min} = f(\alpha, R'_0, R''_0); \quad (3.41)$$

$$\Delta Q = Q_{max} - Q_{min} = f(\alpha, R'_0, R''_0); \quad (3.42)$$

$$\Delta h' = h'_{max} - h'_{min} = f(\alpha, R'_0, R''_0), \quad (3.43)$$

Следует особо отметить, что минимальное число факторных признаков, влияющих на результат, здесь равно трем, это: α, R'_0, R''_0 . Однако использование предлагаемого алгоритма позволяет минимизировать функции (3.41), (3.42), (3.43) и при бóльшем числе факторных признаков, например, при выборе диаметра трубопровода, теплоизоляционного материала и толщины его нанесения.

Использование метода смены стационарных состояний позволяет разбить расчетный годовой период на 12 месяцев и считать в течение каждого рассматриваемого месяца условия теплообмена неизменными, определяемыми среднемесячными значениями температуры воздуха t_v , грунта t_e на глубине заложения оси трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии, скорости ветра v_v и, в зимнее время, толщиной снежного покрова $\delta_{сн}$.

Так как при переходе от месяца к месяцу, в силу проседания грунта, положение оси трубопровода, а следовательно, и условия теплоотдачи от трубопровода во внешнюю среду будут меняться, то при расчете продвижения ореола протаивания в допустимых пределах, последовательно, на каждый месяц, чередуются расчеты:

- осадки трубопровода вследствие его теплового и механического взаимодействия с грунтом в режиме самопогружения;
- радиуса ореола протаивания за следующий месяц.

С целью прогнозирования состояния трубопровода расчет выполняется на несколько лет, до момента достижения трубопроводом величины стабильной проектной отметки $h' = const$.

При расчете погружения учитывается изменение положение оси трубопровода h_0 (3.4) и линейных параметров насыпи: β' (3.23), l_b (3.24), l_n (3.25), l_0 (3.26), а следовательно и конструктивных параметров D_k (2.9), D_3 (2.21), H_3 (2.17, 2.18), которые непосредственно влияют на теплообмен трубопровода с окружающей средой.

Завершающим этапом является теплогидравлический расчет нефтепровода, с определением оптимальных величин t и Q .

Следует особо отметить, что алгоритм расчета учитывает не только изменение положения оси трубопровода h' , но и оседание насыпи, за счет изменения параметров насыпи D_k , l_0 , h_0 , l_b , l_n , h_n и параметров теплообмена D_3 , H_3 .

3.5 Пример расчета теплообмена наземного трубопровода в режиме самопогружения

Требуется определить температуру t наружной поверхности трубопровода в насыпи, при которой перекачка нефти осуществляется в изотермическом режиме, и ореол протаивания в течение годового цикла не выходит за пределы $R_{0min} \dots R_{0max}$, с учетом изменения термического сопротивления грунта теплопередаче вследствие самопогружения трубопровода.

3.5.1 Исходные данные

Для примера рассмотрим расчет наземного трубопровода, проложенного в условиях многолетней мерзлоты. Для выполнения расчета использованы климатологические данные метеостанции Исить, расположенной в Олекминском районе республики Саха (Якутия) [160]. Данная метеостанция находится в 55 км от участка трубопровода между НПС-14 и НПС-15 трубопроводной системы

ВСТО-1. Проанализируем характер изменения температуры грунта и воздуха (Таблица 3.1, 3.2, Рисунок 3.3).

Таблица 3.1 – Температура грунта на различной глубине

Месяц	Глубина расстояние от дневной поверхности, см						
	20	40	80	120	160	240	320
1	-14,1	-7,8	-3,9	-1,6	-1,58	-1,1	-1,3
2	-14,3	-9,6	-6,3	-4,7	-4,67	-2,6	-2,09
3	-14,08	-10,6	-8,0	-6,8	-6,76	-5,3	-3,7
4	-5,1	-5,3	-6,4	-6,6	-6,65	-6,08	-4,9
5	3,9	-3,2	-3,8	-3,9	-3,97	-4,6	-4,5
6	9,2	-2,3	-2,7	-2,9	-2,66	-3,3	-3,5
7	13,6	-1,7	-2,5	-2,7	-2,01	-2,5	-2,4
8	13,9	-0,4	-1,8	-2,1	-0,9	-1,8	-2,1
9	5,8	-0,2	-1,6	-1,7	-0,56	-1,35	-1,85
10	-0,09	-1,3	-1,1	-0,57	-0,48	-1,02	-1,5
11	-8,4	-3	-1,2	-0,58	-0,58	-0,98	-1,3
12	-15,9	-4,9	-1,5	-0,8	-0,62	-0,9	-1,3

Таблица 3.2 – Параметры окружающей среды

τ , месяц	t_B , °C	t_e , °C	v_B , м/с	λ_{CH} , Вт/(м·°C)	δ_{CH} , см
1	-31,4	-3,9	4,19	0,35	38,4
2	-27,3	-6,3	4,05	0,35	41,5
3	-15,5	-8	3,67	0,64	44,6
4	-3,3	-6,4	3,29	0,64	30,5
5	7	-3,8	3	1	0
6	15,1	-2,7	3,15	1	0
7	18,1	-2,5	3,09	1	0
8	14,5	-1,8	3,18	1	0
9	6,1	-1,6	3,23	1	0
10	-5,2	-1,1	3,71	0,1	3
11	-21,2	-1,2	4,05	0,35	4,87
12	-29,7	-1,5	4,26	0,35	12

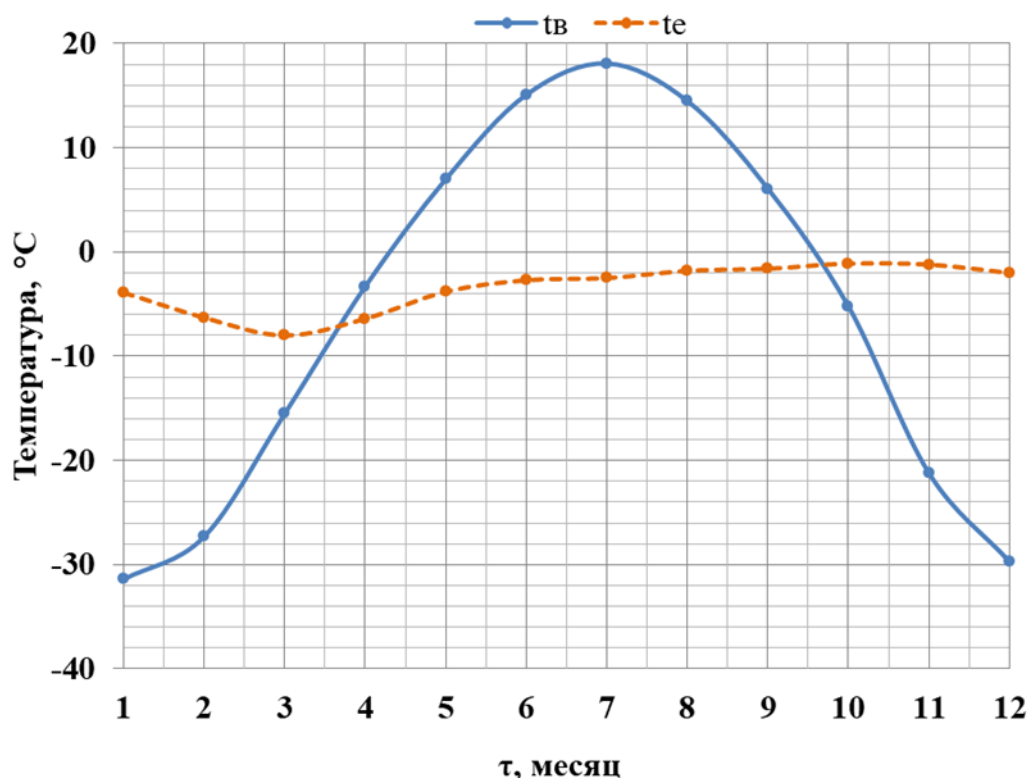


Рисунок 3.3 – Температура воздуха и грунта на глубине 80 см от дневной поверхности в ненарушенном тепловом состоянии

Как видно из Рисунка 3.3, максимальная и минимальная температуры воздуха не совпадают по времени с максимальной и минимальной температурой грунта на глубине заложения оси трубопровода. Это происходит по причине того, что зимой, во время сильных холодов, в глубине грунте аккумулируется холод, а летом, аккумулируется тепло, запасаемое во время самого теплого периода. Другими словами, температура грунта имеет определенную инерцию, из-за чего максимумы и минимумы температуры грунта на глубине 1,6 м запаздывают в среднем на 2-3 месяца от температуры воздуха.

Параметры трубопровода и теплофизические свойства грунта: $D_n = 0,53$ м; $h_{зас} = 0,8$ м; $W_c = 0,40$ д.ед.; $W_n = 0,04$ д.ед.; $\rho_0 = 1800$ кг/м³; $\lambda_M = 1,85$ Вт/(м·°C); $\lambda_T = 1,65$ Вт/(м·°C); $\sigma = 335000$ Дж/кг; $\tau_0 = 12$ месяцев (360°); $\omega = 2\pi / \tau_0$; $t'_0 = 0$ °C.

3.5.2 Сравнительная оценка вариантов расчета оптимального режима эксплуатации без учета осадки трубопровода

На основании приведенных исходных данных выполнены расчеты (см. Приложение 2) и сопоставлены полученные результаты для наземного и подземного вариантов исполнения трубопровода на мерзлых грунтах.

Сравнение результатов, представленных на Рисунках 3.4 и 3.5 показывает, что заглубление трубопровода способствует стабилизации температурного режима трубопровода.

Поэтому не стоит избегать проседания трубопровода под действием тяжести, так как самозаглубление способствует повышению его устойчивости, а способ самопогружения с поверхности можно считать технологичным.

На Рисунках 3.4 и 3.5 представлено изменение температуры трубопровода в течение года при различных значениях R'_0 , R''_0 , α . По вертикальной оси отслеживается изменение температуры трубопровода, °С, по горизонтальной - месяц.

Как видно, изменение температур в течение года для рассмотренного трубопровода может достигать нескольких градусов (Рисунок 3.4, а-б.).

На Рисунке 3.4, в-г представлены варианты:

- стабильного температурного режима, когда температура перекачки в течение года практически постоянна: $\Delta t \rightarrow 0$ °С (Рисунок 3.4, в), данный режим возможен при $\alpha = 240^\circ$, $R'_0 = 0,3$ м, $R''_0 = 0,04$ м;

- с остановленным ореолом протаивания при значениях $R'_0 = 0,3$ м, $R''_0 = 0$ м, то есть $R_0 = 0,3$ м = const (Рисунок 3.4, г). Температура трубопровода в этом случае меняется.

На Рисунке 3.5 для сравнения представлены результаты расчета температуры подземного трубопровода.

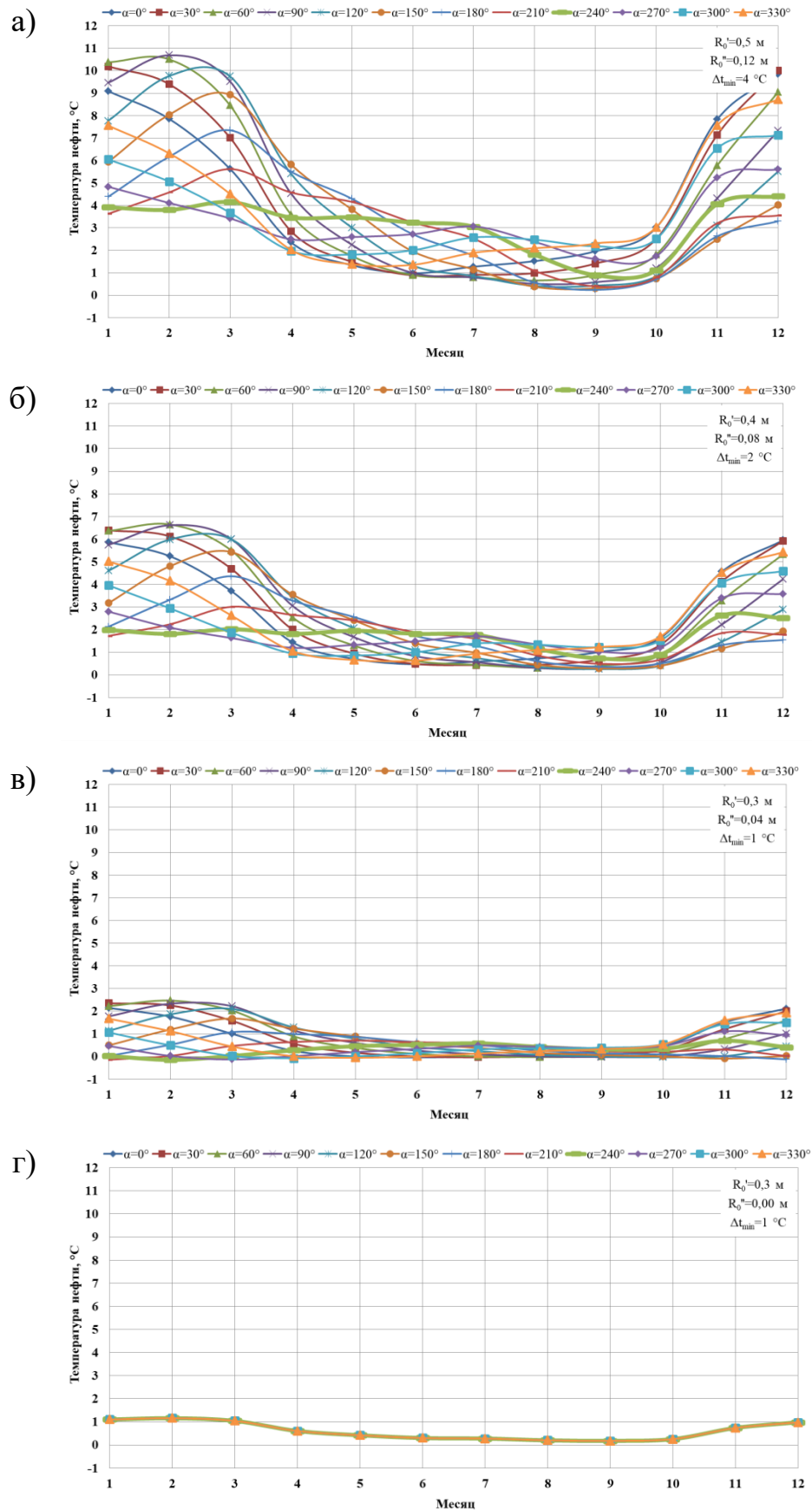


Рисунок 3.4 - Подбор параметров α , R_0' , R_0'' для минимизации колебаний температуры нефти в наземном трубопроводе в насыпи в течение годового периода эксплуатации, г - оптимальный вариант

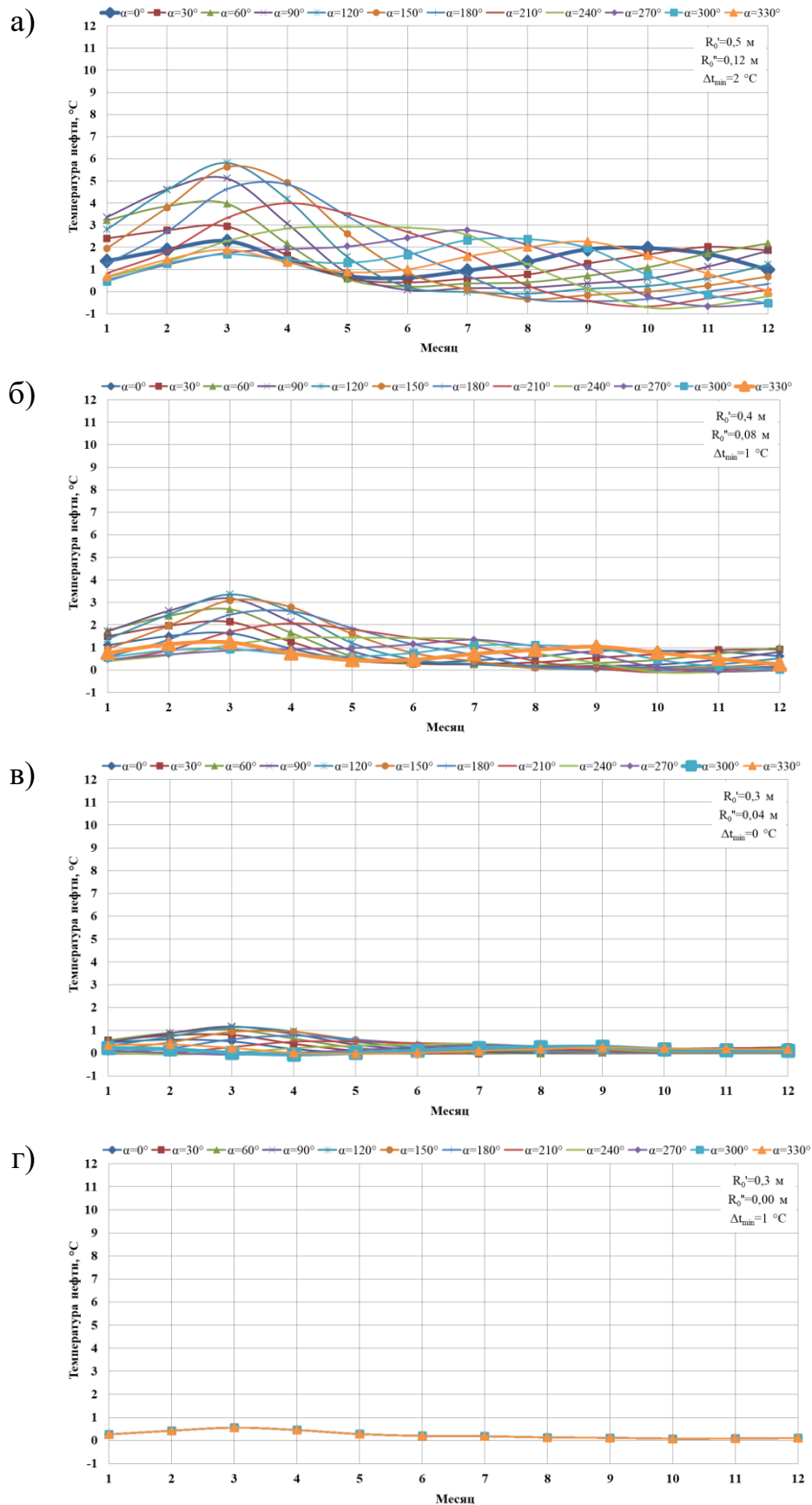


Рисунок 3.5 - Подбор параметров α , R_0' , R_0'' для минимизации колебаний температуры нефти в подземном трубопроводе в течение годового периода эксплуатации, г - оптимальный вариант

Для подземного трубопровода конструктивный параметр $\beta = 0^\circ$, также при разработке траншеи и последующей его засыпке меняются свойства грунта, а именно, теплопроводность мерзлого и талого грунтов, в среднем уменьшаются на 15-20 %:

$$\lambda_m = 1,55 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{С)};$$

$$\lambda_t = 1,3 \text{ Вт/(м} \cdot ^\circ\text{С)}.$$

Как видно из Рисунка 3.5, при подземной прокладке температура трубопровода в течение года при одинаковых условиях окружающей среды становится более стабильной, чем при наземной прокладке в насыпи, из-за чего регулирование размеров ореола протаивания возможно в более широком диапазоне.

3.5.3 Расчет оптимального режима эксплуатации с учетом осадки/выпучивания трубопровода

Рассмотрим расчет регулируемого теплообмена наземного магистрального нефтепровода диаметром 0,530 м, проложенного в насыпи в условиях вечной мерзлоты. Необходимо найти вариант стабильного теплогидравлического режима путем подбора параметров α , R'_0 и R''_0 , при котором температура перекачки нефти в течение года и осадка/выпучивание трубопровода остаются постоянными (см. Приложение 5) .

Расчет выполняется на несколько лет, до момента достижения трубопроводом величины стабильной отметки $h' = const$.

При ограничении ореола протаивания с помощью регулирования теплообмена трубопровода с окружающей средой тепловая устойчивость и стабилизация положения оси трубопровода на суглинистом основании достигается на 9 год, когда величина просадки трубопровода становится равной величине выпучивания трубопровода (Рисунок 3.6).

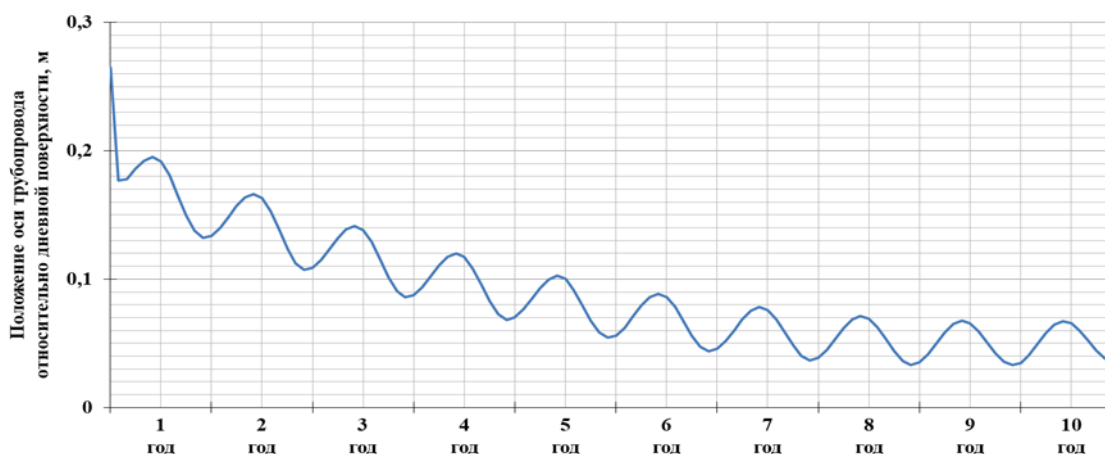


Рисунок 3.6 – Теоретическое изменение положения оси наземного трубопровода в режиме самопогружения при условии ограничении ореола протаивания (на суглинистом основании)

Результаты расчета осадки/выпучивания трубопровода на мохово-торфяном основании приведены на Рисунке 3.7 (для $\alpha = 270^\circ$, $R'_0 = 0,8$ м, $R''_0 = 0,2$ м). Как видно из Рисунка 3.7 а, основное растепление грунта происходит в первый год эксплуатации трубопровода. Как видно, стабилизация трубопровода в данном варианте происходит значительно быстрее. Кривая, характеризующая среднее значение положения оси трубопровода выполаживается к третьему году эксплуатации, что позволяет утверждать, что стабильность положения оси наземного трубопровода в насыпи, проложенного на торфяном основании, относительно дневной поверхности достигается к третьему году эксплуатации.

С учетом проседания трубопровода повышается точность расчета его температурного режима. Так, колебание температуры в течение года $\Delta t_{min}^{изм}$ для наземного трубопровода в насыпи с учетом изменения положения трубопровода составляет 7°C (Рисунок 3.7 б), без учета самопогружения $\Delta t_{min}^{фикс}$ составляет 9°C (Рисунок 3.8), что дает отличие в результатах в 22 %:

$$\delta = \frac{\Delta t_{min}^{фикс} - \Delta t_{min}^{изм}}{\Delta t_{min}^{фикс}} \cdot 100\% = \frac{9^\circ\text{C} - 7^\circ\text{C}}{9^\circ\text{C}} \cdot 100\% = 22\%.$$

В Таблице 3.3 приведены результаты расчета, показывающие эффективность регулирования, позволяющего уменьшить толщину талика под трубопроводом при его самопогружении.

Таблица 3.3 – Расчет толщины талика под трубопроводом с регулированием теплообмена и без регулирования теплообмена трубопровода

	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Температура нефти t , °C	10	9	9	7	7	8	9	7	4	3	9	10
Температура грунта t_e , °C	-4	-6	-8	-6	-4	-3	-3	-2	-2	-1	-1	-2
Толщина талика под трубой (по С.Ю. Велли) ξ_1 , м	1,7	0,9	0,7	0,7	1,3	2,0	2,4	2,5	1,5	1,6	5,6	4,7
Толщина талика под трубой при регулировании теплообмена ξ_2 , м	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5
Толщина талика под трубой уменьшается в $\frac{\xi_1}{\xi_2}$ раз при регулировании теплообмена	4	2	2	2	3	4	4	4	2	2	9	9
Кинематическая вязкость ν , сСт	19	20	20	21	21	20	20	21	23	24	20	19
Производительность Q , $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$	1148	1142	1140	1130	1133	1137	1141	1129	1114	1109	1143	1146
Колебания производительности в течение года δ , %	3											
Годовая производительность $Q_{\text{год}}$, $\frac{\text{млн.м}^3}{\text{год}}$	9,5											

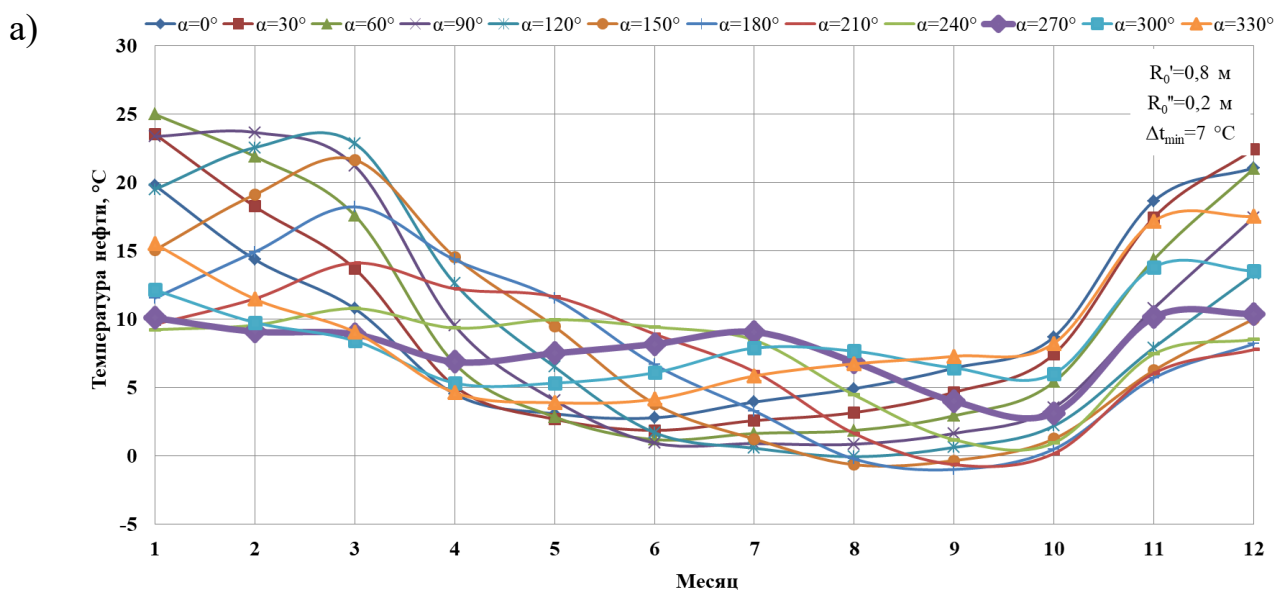


Рисунок 3.7 – а) Подбор параметра α при $R'_0=0,8$ м, $R''_0=0,2$ м с целью минимизации колебаний температуры нефти в наземном трубопроводе в течение годового периода эксплуатации с учетом самопогружения трубопровода;

б) Изменение высотного положения оси наземного трубопровода относительно дневной поверхности при самопогружении и параметрами теплообмена $\alpha=270^\circ$, $R'_0=0,8$ м, $R''_0=0,2$ м.

Так, при сравнении результатов, представленных на Рисунках 3.7, а и 3.8 можно сделать вывод о том, что учет изменения положения оси трубопровода способствует уменьшению годовых колебаний температуры трубопровода более чем на 20 %.

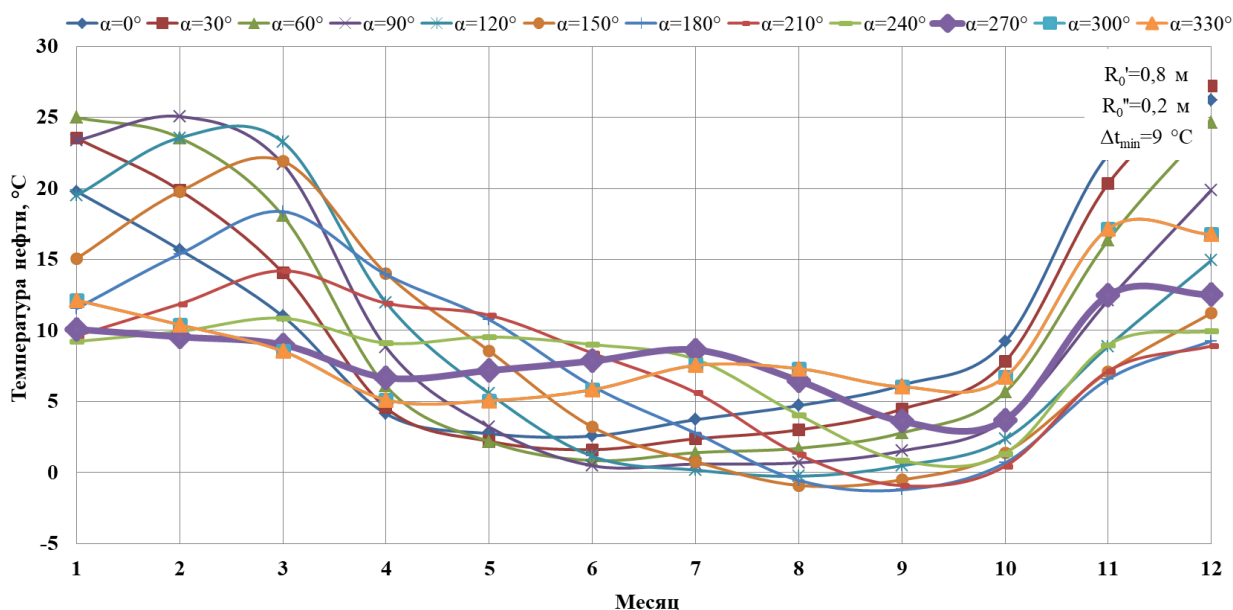


Рисунок 3.8 – Подбор параметра α при $R_0'=0,8$ м, $R_0''=0,2$ м с целью минимизации колебаний температуры нефти в наземном трубопроводе в течение годового периода эксплуатации без учета самопогружения трубопровода

3.6 Особенности проектировочного расчета нефтепровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

Особенностью проектов сооружений в районах мерзлоты является необходимость обеспечения сохранности окружающей среды, что требует учета возможности протаивания, смерзания и пучения грунтов при тепловом воздействии на них трубопровода. Выбор диаметра трубопровода в таких случаях должен выполняться обоснованно.

Рассмотрим пример проектирования наземного трубопровода с самого начала, когда имеется возможность подобрать оптимальный диаметр трубопровода из условия обеспечения стабильных параметров перекачки в течение года и изменения размеров ореола протаивания R_0 вокруг трубопровода в допустимых пределах R_{0max} и R_{0min} .

Для примера будут рассмотрены трубы с наружным диаметром D_n 356, 377, 426 и 530 мм.

В параметрический анализ вводится 4-й параметр, это наружный диаметр трубопровода D_n . Для успешного анализа, нужно задать ограничения. Так как расчеты будут выполняться в MS Excel, воспользуемся функцией «Поиск решения» (рисунок 3.9).

Целевой функцией для оптимизации является параметр $\Delta t = t_{max} - t_{min}$. t_{min} и t_{max} – это минимальная и максимальная температуры трубопровода в течение года.

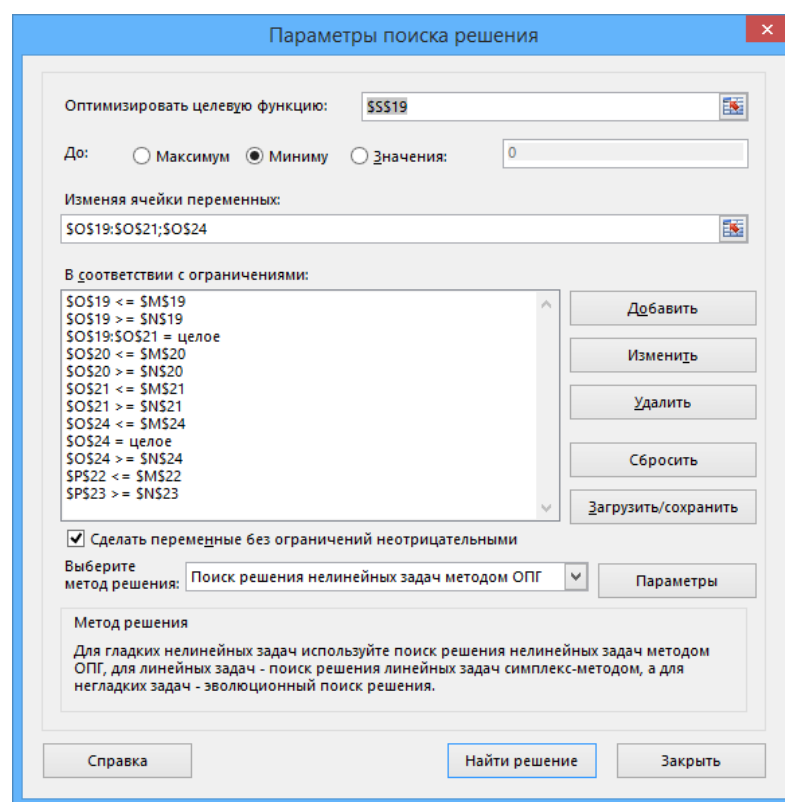


Рисунок 3.9 – Параметры поиска решения при оптимизации целевых функций в MS Excel

Оптимизировать данный параметр следует до минимума, так как цель расчета – обеспечить перекачку с постоянной температурой в течение года. Изменяемые параметры для поиска решения: R'_0 , R''_0 , D_n , α .

Опишем процедуру поиска решения подробнее.

Графа «Оптимизировать целевую функцию» – Δt .

Графа «Изменяя ячейки переменных» – R'_0 , R''_0 , D_n , α .

В графе «В соответствии с ограничениями» устанавливаются следующие условия:

$$R_{0min} \leq R_0 \leq R_{0max},$$

$$R_{0min} \leq R'_0 \leq R_{0max},$$

$$0 \leq R''_0 \leq (R_{0min} - R_{0max}) / 2,$$

$$0 \leq \alpha \leq 360,$$

$$0,356 \leq D_n \leq 0,530 \text{ м.}$$

Остальные параметры в окне «Параметры поиска решения» можно оставить по умолчанию.

Так как искомые параметры R'_0 , R''_0 , D_n , α при анализе должны меняться с определенным шагом, который в функции «Поиск решения» задать нельзя, можно воспользоваться вводом дополнительных параметров. Допустим, параметр R''_0 имеет интервал поиска от 0,00 м до 0,20 м с шагом $h = 0,01$ м, шаг 0,01 м ввести мы не можем, но можно ввести дополнительный целочисленный параметр «доп. параметр 1», причем «доп. параметр 1» = $100 \cdot R''_0$, он будет меняться от 0 см до 20 см с шагом 1 см, шаг 1 см устанавливается в ограничениях как «доп. параметр 1 = целое», что и сделано на Рисунке 3.9.

После ввода необходимых данных и условий поиска решения кликается иконка «Найти решение», и программа выводит на экран значение 4 параметров R'_0 , R''_0 , D_n , α , при которых колебание температуры внешней поверхности трубопровода в течение года $\Delta t = t_{max} - t_{min}$ будет минимальным, при этом соблюдается условие $R_{0min} \leq R_0 \leq R_{0max}$, чтобы труба не смерзалась с грунтом и, чтобы ореол протаивания не вышел за пределы верхней образующей грунта.

Как видно из Рисунка 3.10 колебание температуры наружной поверхности стенки трубопровода в течение года составляет 0,3 °С, т.е. практически нулевое, и можно считать, что в течение года обеспечивается перекачка с постоянной температурой среды.

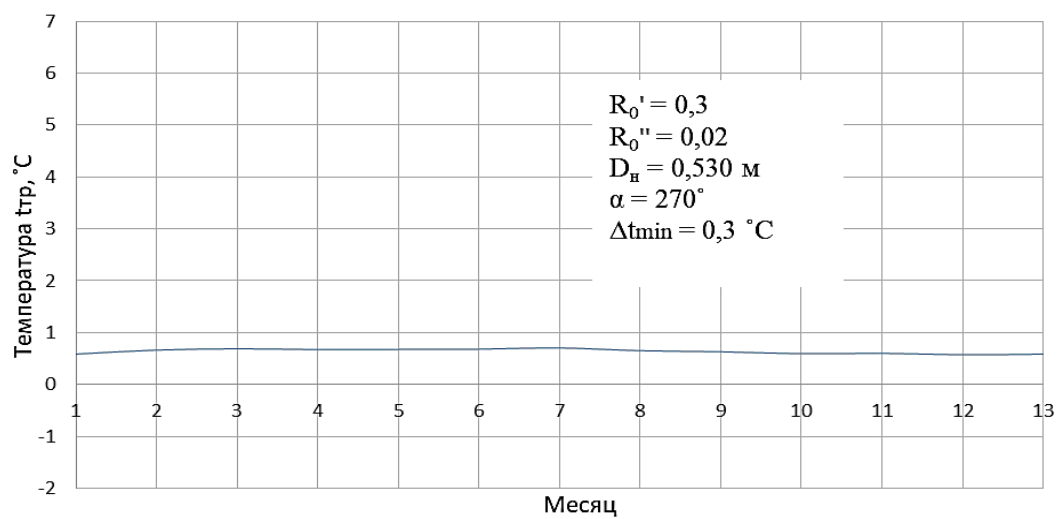


Рисунок 3.10 – Оптимальные параметры перекачки при постоянной температуре

ВЫВОДЫ ПО 3 ГЛАВЕ

1. Решена задача теплового взаимодействия трубопровода с мерзлым основанием в комплексной постановке, с ограничением радиуса протаивания грунта под трубой и стабилизацией положения оси трубопровода.

2. Регулирование теплообмена в системе трубопровод-грунт и прокладка трубопровода самопогружением с мохово-торфяной поверхности соответствует принципу невторжения в грунт, что позволяет сохранить мерзлый массив в естественном состоянии путем минимизации теплового и механического воздействия на мерзлый грунт.

3. Показано, что при комплексном подходе к решению задачи по стабилизации положения оси трубопровода, на основе разработанного алгоритма по расчету температурного режима трубопровода, возможен учет максимального числа факторных признаков, влияющих на конечный результат.

4. Разработанная методика позволяет рассчитать температурный и гидравлический режимы трубопровода при условии ограничения прогрессирующего протаивания подстилающих грунтов в двух вариантах: при постоянстве радиуса протаивания грунта $R_0 = const$ и при изменении радиуса протаивания грунта в зависимости от времени года в допустимых пределах: $R_{0\ min} \leq R_0 \leq R_{0\ max}$.

5. Выявлен и учтен эффект самоуплотнения оттаявшего грунта под трубопроводом. Замерзание части оттаявшего грунта с последующим оттаиванием приводит к стабилизации грунта под трубопроводом диаметром 530мм, проложенного самопогружением с дневной поверхности торфяного основания на 3 год эксплуатации трубопровода.

4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ПРОКЛАДКИ НАЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА В НАСЫПИ С УЧЕТОМ САМОПОГРУЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Магистральные трубопроводы Западной и Восточной Сибири расположены на территориях распространения сплошной, прерывистой и островной мерзлоты, характеризующейся различной просадочностью при оттаивании.

Во избежание бесконтрольной просадки трубопровода необходимо путем технологического регулирования затормозить прогрессирующее таяние мерзлоты в основании трубопровода, ограничивая в допустимых пределах размеры талика вокруг трубы. В результате самопогружения трубопровода до несущего основания, определяемого по квазиустойчивому положению его оси, достигается стабильное состояние.

Взаимодействие магистральных трубопроводов с оттаивающими и промерзающими грунтами при свободной прокладке является малоизученным на данный момент, поэтому большое значение приобретают экспериментальные исследования по регулированию теплового режима работы магистральных трубопроводов на оттаивающих грунтах и по тепловому взаимодействию трубопровода и мерзлого грунта в основании трубопровода, а также влияния осадки и пучения грунта на этот процесс.

Предлагаемый способ наземной прокладки трубопровода без производства вскрышных работ, самопогружением с поверхности, в сочетании с технологическим способом регулирования, соответствующий принципу минимального теплового воздействия, решение и алгоритм которого представлены в главах 2 и 3, требует экспериментального подтверждения.

Поэтому целью экспериментов является исследование качественных и количественных характеристик взаимодействия трубопроводов с оттаивающими и промерзающими грунтами:

1) определение влияния изменения мерзлотно-грунтовых условий (льдистости), и мохово-растительного покрова на величину колебаний трубопровода вверх-вниз при эксплуатации наземных трубопроводов в насыпи на мерзлоте;

2) подтверждение возможности регулирования ореолов протаивания при наземной прокладке в режиме самопогружения с уменьшением колебаний трубопровода вверх-вниз с течением времени;

3) исследование трансформации ореолов протаивания наземного трубопровода в насыпи в зависимости от изменения условий теплообмена.

В соответствии с поставленной целью при планировании экспериментов предусмотрено последовательное проведение пяти опытов, которые можно разделить на две серии.

Первая серия опытов включает в себя эксперименты, необходимые для определения влияния изменения мохово-растительного покрова при различной лдистости суглинистых грунтов на перемещения трубопровода вверх-вниз.

Вторая серия опытов проводилась для сопоставления с результатами физических экспериментов и подтверждения полученных результатов теоретических исследований (глава 3), показывающих, что при свободной наземной прокладке трубопровода «самопогружением» на торфяное основание с мохово-растительным покровом регулирование ореола протаивания приводит к постепенному затуханию колебаний и перемещению положения оси в квазиравновесное состояние.

При проведении экспериментов обеспечена возможность замера:

- температуры грунта, вмещающего трубопровод, температуры стенки трубопровода, температуры окружающего воздуха, необходимых для построения температурных полей и определения конфигурации ореолов протаивания;
- теплового потока от трубы в грунт и отслеживающего управления тепловым воздействием на мерзлоту;

- теплового потока от окружающего воздуха в грунт и управления направлением движения теплового потока в зависимости от сезонных изменений в природе;

- перемещения оси трубы в вертикальном направлении по отношению к начальному положению трубопровода.

В пределах ореола оттаивания между трубопроводом и грунтом возникает водно-грунтовая область из-за разжижения оттаивающего грунта. С течением времени область оттаивания может уплотниться, либо остаться прежней в зависимости от физико-механических свойств грунта. Таким образом, путем изменения мощности теплового потока, регулируя ореол оттаивания, можно добиться уменьшения осадки и пучения грунта при сезонном промерзании - оттаивании уплотненного грунта, а также уравновесить силы, действующие на трубопровод в разжиженном грунте.

С учетом этих факторов при постановке экспериментов осуществлялось регулирование мощности теплового источника и фиксировались перемещения оси модельного (экспериментального) трубопровода, которые имели место при просадке и выпучивании трубы.

4.1 Описание экспериментальной установки

Эксперименты по обоснованию прокладки трубопровода самопогружением в условиях мерзлоты проводились на лабораторной установке для проведения исследований мерзлых грунтов на базе формирующегося центра мерзлотоведения УГНТУ. Установка была дооборудована с целью изучения не только процессов теплового взаимодействия (замер температурных полей), но и механического взаимодействия (замер вертикальных перемещений трубопровода) при наземной прокладке трубопровода (Рисунок 4.1).



Рисунок 4.1 - Установка для проведения исследований на мерзлоте

Оснащение установки позволяет:

- 1) задавать различные режимы прогрева и остывания трубчатого электронагревателя (ТЭН);
- 2) изменять кинематику температурных полей в процессе протаивания за счет изменения нагрузки на ТЭН;
- 3) получать отображение данных в реальном времени на мониторе компьютера;
- 4) сохранять данные за период проведения опыта для последующей обработки результатов эксперимента.

Установка позволяет в условиях физического эксперимента моделировать неравновесные процессы, происходящие в многолетнемерзлых грунтах северных регионов: при минимальных изменениях параметров установки имеется возможность проводить широкий ряд экспериментов по исследованию процессов

протаивания грунта вокруг моделирующего трубопровод ТЭНа в условиях низких температур, достоверно моделировать окружающую среду при низких температурах.

Установка оснащена системой автоматического сбора данных. Температура окружающей среды в точках расположения горячего спая термоэлектрических преобразователей преобразуется в значение термо-ЭДС. Значение термо-ЭДС замеряется в модулях аналогового ввода MB110-224,8A и преобразуется в показания температуры. Эти показания передаются на персональный компьютер по шине RS-485 посредством преобразователя интерфейсов RS-485 – USB AC4. Далее, программное обеспечение лабораторной установки визуализирует данные и сохраняет их последовательность с добавлением меток времени для дальнейшего использования.

Установка позволяет производить замену грунта или менять его влажность перед проведением эксперимента, изменять глубину заложения трубопровода и форму насыпи, согласно условиям эксперимента.

Питание на ТЭН подается через ЛАТР, на выходе которого устанавливается необходимый уровень напряжения. Затем, параметры питания замеряются с помощью вольтметра, амперметра и ваттметра.

Для создания изолированной среды при проведении опыта используется холодильная камера.

Для экспериментов по обоснованию возможности наземной прокладки самопогружением установка была доработана с целью регулирования теплообмена, регистрирования изменения размеров ореола протаивания, положения оси трубы и смонтирована в холодильной камере (Рисунок 4.2).

Экспериментальная установка (Рисунок 4.2) состоит из бака 1 размером 88х60 см и высотой 70 см с теплоизоляционным материалом 2, в котором заморожен грунт 3 (арктический, суглинистый), выложен мохово-растительный слой 4 (ягель, привезенный из районов залегания вечномёрзлых грунтов), и на

поверхности в насыпи установлен отрезок модельного трубопровода 5 длиной 850 мм.

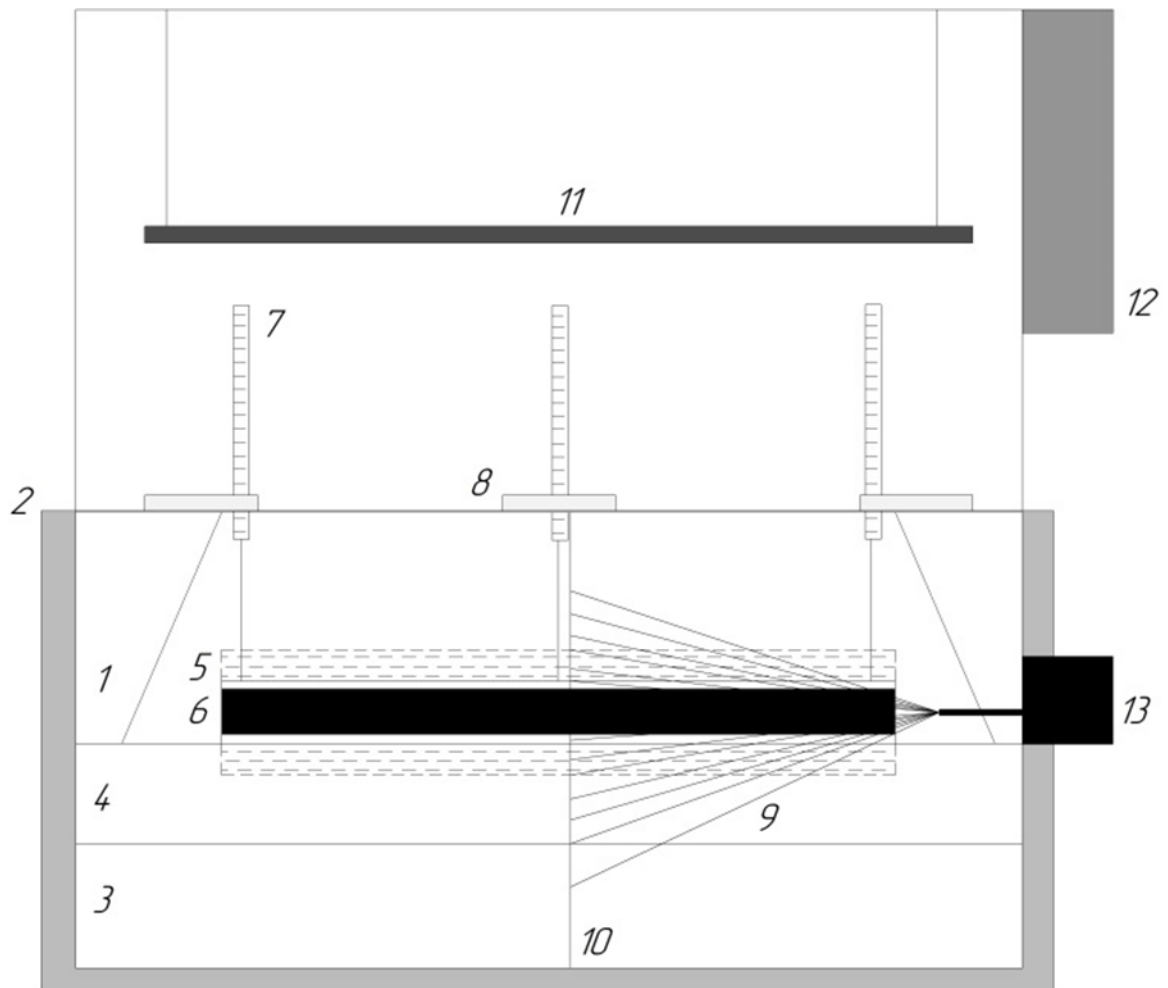


Рисунок 4.2 - Схема экспериментальной установки

Температура на поверхности трубопровода создается с помощью нагревательного элемента ТЭН 6, установленного внутри модельного трубопровода 5. Для определения величины проседания и выпучивания модельного трубопровода в трех точках трубопровода припаяны линейки 7, с помощью которых относительно реперов ведется отчет осадки и пучения. При движении трубопровода вверх или вниз линейки перемещаются относительно реперов 8 (планки), которые на протяжении всего эксперимента остаются неподвижными (Рисунок 4.3).



Рисунок 4.3 - Измерение положения оси трубопровода

Для замера температур и определения ореола оттаивания вокруг трубы по "0"-м показаниям используются хромель-копелевые термопары 9, установленные на модельном трубопроводе 5 и в замерном сечении 10, как показано на Рисунке 4.4.

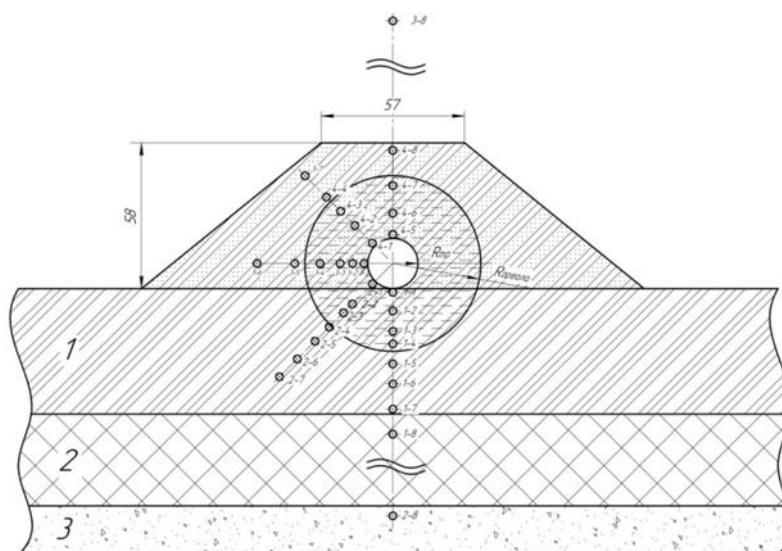


Рисунок 4.4 - Схема установки температурных датчиков в замерном сечении, сформированном послойной укладкой грунтов (1 – торфяно-моховой слой льдистостью 30%, 2 – суглинок льдистостью 30%, 3 – супесь льдистостью 40%)

Термопары хромель-копелевые, откалиброванные по температуре плавления льда, расположены на разном удалении друг от друга с учетом экспоненциальной зависимости температуры от расстояния, по схеме указанной на Рисунке 4.4.

Для определения температуры грунта в ненарушенном тепловом состоянии и температуры воздуха термопары 2-8 и 3-8 удалены от трубопровода. Сигналы от термопар выводятся на компьютер с выстраиванием температурного поля (Рисунок 4.5). Погрешность измерения температуры откалиброванными термопарами составляет не более 0,1 °С.

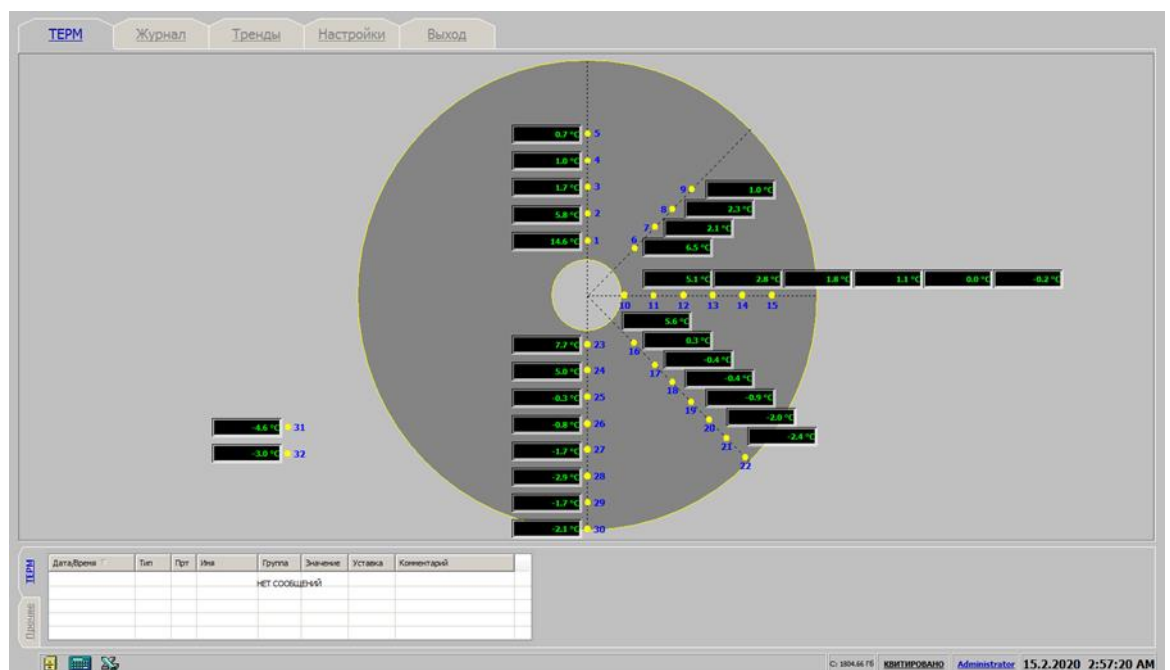


Рисунок 4.5 - Вывод значений термопар на компьютер

Для моделирования тепловых потоков в летний период применяется инфракрасный нагреватель 11 (Рисунок 4.2). Поддержание заданной температуры мерзлого грунта и воздуха осуществляется с помощью регулятора температуры, установленном на холодильной камере 12. Температурный режим трубопровода регулируется изменением подачи мощности на ТЭН с помощью ваттметра 13.

4.2 Моделирование теплового взаимодействия наземного трубопровода с многолетнемерзлым грунтом

В условиях физического эксперимента необходимо воссоздать модель теплообмена наземного трубопровода с внешним диаметром 530 мм, проложенного в насыпи в условиях вечной мерзлоты на мохово-растительный слой толщиной не менее двух диаметров трубопровода. Размеры насыпи принимаются по [163]. Высота слоя засыпки над трубопроводом 1,0 м; ширина насыпи поверху – 1,5 м, угол естественного откоса насыпи, зависящий от свойств грунта 39° , глубина заложения оси трубопровода H_0 1,265 м, высота насыпи 1,530 м, ширина насыпи понизу 5,280 м.

Для моделирования аккумуляционного слоя и воспроизведения естественной текстуры грунтов в лабораторных условиях были привезены ягель, торф, суглинистый грунт северных регионов Ханты-Мансийского Автономного Округа, извлеченный шурфованием из глубины 0...7 м. Вертикальный разрез шурфа моделируется в жестяном коробе послойно, как показано на Рисунке 4.4.

Для экспериментального изучения процессов теплообмена на опытной установке и для создания адекватной физической модели необходимо выполнить условия подобия, которые записываются с применением безразмерных чисел и критериев подобия. Большой вклад в изучение и анализ процессов теплопроводности с помощью критериев подобия сделан научной школой А.В. Лыкова.

Физическая модель считается адекватной при обеспечении равенства чисел подобия, характеризующих процессы переноса тепла. В теории подобия безразмерные критерии получаются из дифференциальных уравнений, описывающих рассматриваемый физический процесс. Критерии подобия имеют численно одинаковые значения в подобных процессах.

При планировании экспериментов были учтены равенства следующих критериев.

Критерием временного подобия является число Фурье Fo , характеризующее связь между скоростью изменения температурного поля, физическими свойствами и размерами тела

$$Fo = \frac{a\tau}{R}, \quad (4.1)$$

где a – коэффициент теплопроводности,

τ – время,

R – характерный геометрический размер.

Продолжительность эксперимента для моделирования подобного процесса при равенстве коэффициентов теплопроводности $a = a'$ находится из формулы (4.2)

$$Fo = \frac{a\tau}{R_{\text{тр}}^2} = \frac{a^M \tau^M}{R_{\text{тр}}^{M^2}} = Fo_M, \quad (4.2)$$

$$\tau^M = \tau \frac{R_{\text{тр}}^{M^2}}{R_{\text{тр}}^2} = \tau \frac{D_{\text{тр}}^{M^2}}{D_{\text{тр}}^2}. \quad (4.3)$$

Для расчета продолжительности эксперимента были рассмотрены следующие диаметры модельного трубопровода: 0,013 м, 0,020 м, 0,032 м, 0,060 м. Подобное время при моделировании годичного цикла в зависимости от моделируемого трубопровода представлено в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Продолжительность годичного цикла в эксперименте τ^M , ч в зависимости от диаметра трубопровода

Диаметр модельного трубопровода $D_{\text{тр}}^M$, м	0,013	0,020	0,032	0,060
Продолжительность годичного цикла в эксперименте τ^M , ч	5,3	12,5	31,9	112,3

Критерием теплового подобия является число Кирпичева Ki , которое используется при изучении физических явлений, происходящих при передаче тепла в различных инженерных сооружениях

$$Ki_q = \frac{q(\tau) \cdot R}{\lambda_q \cdot \Delta T}, \quad (4.4)$$

где R – характерный геометрический размер,

ΔT – разность температур,

λ_q – коэффициент теплопроводности материала.

Теплообменный критерий Кирпичева Ki характеризует отношение потока тепла, подводимого к поверхности тела, к потоку тепла, отводимого внутрь тела.

Условие теплообмена наземного трубопровода в насыпи описывается следующим выражением

$$Ki = \frac{q \cdot R_{\text{тр}}}{\lambda \cdot (t_{\text{гр}} - t_e)} \cong \frac{1}{\ln \frac{2H_0}{R_{\text{тр}}}}, \quad (4.5)$$

Температурные поля и тепловые потоки натуры и модели подобны при равенстве чисел Кирпичева Ki

$$Ki = Ki_m, \quad (4.6)$$

Из формул (4.5) и (4.6) находим глубину заложения модельного трубопровода на экспериментальной установке

$$H_0^m = H_0 \frac{R_{\text{тр}}^m}{R_{\text{тр}}}, \quad (4.7)$$

$$H_0^m = 1,265 \cdot \frac{0,010}{0,265} = 0,048 \text{ м.}$$

Полученное соотношение геометрических параметров, определяет масштаб моделирования для основных элементов конструкции, в т. ч. и эквивалентного диаметра насыпи, необходимого для моделирования параметров теплообмена

$$D_{\text{экв}}^m = D_{\text{экв}} \frac{R_{\text{тр}}^m}{R_{\text{тр}}}, \quad (4.8)$$

$$D_{\text{экв}}^m = 4,375 \cdot \frac{0,010}{0,265} = 0,170 \text{ м.}$$

На пространственное положение наземного трубопровода в насыпи при самопогружении существенное влияние оказывают силы тяжести, силы Архимеда, либо силы пучения. Динамическое подобие сил означает

пропорциональность сил, приложенных к трубопроводу, и равенство углов, характеризующих направление этих сил

$$\frac{F_{\text{арх}}(F_{\text{пуч}})}{F_{\text{тяж}}} = \frac{F_{\text{арх}}^{\text{м}}(F_{\text{пуч}}^{\text{м}})}{F_{\text{тяж}}^{\text{м}}}, \quad (4.9)$$

$$\varphi = \varphi^{\text{м}}, \quad (4.10)$$

где $F_{\text{арх}}, F_{\text{арх}}^{\text{м}}$ - натурная и модельная силы Архимеда,

$F_{\text{пуч}}, F_{\text{пуч}}^{\text{м}}$ - натурная и модельная силы пучения,

$F_{\text{тяж}}, F_{\text{тяж}}^{\text{м}}$ - натурная и модельная силы тяжести.

При выполнении условия (4.6) обеспечивается также подобие сил Архимеда (сил пучения) и сил тяжести, от которых зависит положение трубопровода в талом грунте.

Подобие теплообменных и динамических процессов в данном случае осуществляется при выполнении условий геометрического подобия. Теплообменное и динамическое подобие в данном случае сводятся к геометрическому. В Таблице 4.2 приведены размеры модельных параметров насыпи.

Таблица 4.2 - Параметры насыпи в эксперименте в зависимости от диаметра модельного трубопровода с учетом геометрического подобия

Диаметр модельного трубопровода $D_{\text{тр}}^{\text{м}}$, м	0,013	0,020	0,032	0,060
Коэффициент геометрического подобия $k_{\text{м}}$	40,8	26,5	16,6	8,8
Ширина насыпи поверху, м	0,037	0,057	0,091	0,170
Ширина насыпи по оси, м	0,113	0,175	0,279	0,524
Ширина насыпи понизу, м	0,130	0,199	0,319	0,598
Высота насыпи, м	0,038	0,058	0,092	0,173

Так как грунт для экспериментов привезен из района залегания вечномерзлых грунтов, то теплофизические свойства грунта модели и природы идентичны, поэтому выполняется равенство чисел подобия Лыкова Li ,

определяющее инерцию температурного поля относительно поля влагосодержания

$$Lu = \frac{a_m}{a_q}, \quad (4.11)$$

где a_m – коэффициент диффузии массы влаги,

a_q – коэффициент теплопроводности.

При соблюдении равенства температурных напоров, идентичности грунтов и одинаковом уровне их влажности соблюдается равенство чисел Постнова Pn , характеризующие отношение термовлагопроводности к влаговодности

$$Pn = \frac{a_m^T \rho \Delta T}{\lambda_m \Delta \theta}, \quad (4.12)$$

где a_m^T – коэффициент термовлагопроводности,

ρ – плотность материала,

λ_m – коэффициент влаговодности.

Задача моделирования условий теплообмена сводится к такому подбору параметров установки, при которых обеспечивается равенство чисел Фурье $Fo = Fo'$ и Кирпичева $Ki = Ki'$ для натуре и модели, и условия геометрического подобия.

Из равенства чисел Кирпичева $Ki = Ki_m$ и из равенства чисел Фурье $Fo = Fo_m$ под найденные параметры времени τ^M и глубины заложения трубопровода H_0^M строится насыпь и выбираются режимы теплообмена.

Диаметр модельного трубопровода был выбран из ряда диаметров, представленных в Таблице 4.2, в результате оценки технических параметров установки и возможности достижения поставленной цели.

Выбран был трубопровод с диаметром 0,020 м. Продолжительность одного года по условиям эксперимента τ' на основании равенства критерия Фурье для модельного и натурального трубопроводов равна 12 часам, что соответствует 12 месяцам, удобно для проведения многолетнего эксперимента и дает возможность с достаточной точностью снимать показания осадки и пучения грунта под модельным трубопроводом.

Кроме того, при диаметре 0,020 м исключается влияние стенок лотка с грунтом на теплообмен, и можно считать, что в эксперименте моделируется трубопровод в полугораниченном массиве грунта.

Для моделирования климата с продолжительной зимой (8 месяцев) и коротким прохладным летом (4 месяца) и процесса теплообмена трубопровода на ТЭН подавалась мощность, в соответствии с заданным режимом, при котором регулируются размеры талой зоны в допустимых пределах для каждого эксперимента. Тепловой поток в грунт от модельного трубопровода определен на основании равенства критерия Кирпичева для модельного и натурального трубопроводов $Ki = Ki'$ и поддерживался в пределах также для каждого эксперимента. Изменение мощности ТЭНа позволило, за счет регулирования теплового потока смоделировать на установке работу трубопровода в зимний и летний периоды. Моделирование многолетней работы трубопровода проводилось с ограничением прогрессирующего таяния грунта вокруг трубопровода.

4.3 Планирование эксперимента

Цель экспериментального исследования: доказать возможность использования наземной прокладки трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с мохово-торфяной поверхности с ограничением теплового воздействия трубопровода на грунт. Определить осадку по годам до достижения стабильной отметки. Сравнить опытные данные с результатами расчета.

В соответствии с целями исследования было запланировано 5 экспериментов по регулированию теплообмена наземного трубопровода с различными грунтовыми основаниями и в различных геокриологических условиях. Регулирование теплообмена экспериментального трубопровода происходило изменением мощности ТЭНа (температуры трубы) и холодильника (температуры воздуха). Так как в эксперименте изменяются два фактора, то он будет называться двухфакторным экспериментом.

Температура воздуха над поверхностью грунта t_b , а следовательно и естественная температура грунта t_e задавалась соответственно годичному периоду колебания этих температур в натуре.

Расчет мощности ТЭНа производился для каждого эксперимента по формулам

$$P_{\text{ТЭН}} = q \cdot l_{\text{тр}} + Q_{\text{ф.п.}} \quad (4.13)$$

$$P_{\text{ТЭН}} = \left(\frac{\lambda_m}{R_0 \cdot \ln \frac{D_3}{2 \cdot R_0}} \cdot (t'_0 - t_b) \cdot \frac{\beta}{360} + \frac{\lambda_m}{R_0 \cdot \ln \frac{2 \cdot H_3}{R_0}} \cdot (t'_0 - t_e) \cdot \frac{360 - \beta}{360} \right) \cdot l_{\text{тр}} + \sigma \cdot \quad (4.14)$$

$$\rho_0 \cdot \frac{W_c - W_n}{W_c + 1} \cdot \frac{dR_0}{d\tau}$$

Эксперимент 1 - грунт со снятым мохово-торфяным слоем.

Первый эксперимент планировалось проводить на суглинистом грунте льдистостью 30%, наземный трубопровод укладывается на грунт без мохово-растительного и торфяного слоя.

Цель эксперимента: наблюдение за колебаниями трубопровода, замер величин осадки и пучения в режиме регулирования наземного трубопровода в насыпи при прокладке на суглинистом грунте льдистостью 30% (Таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Матрица планирования двухфакторного эксперимента 1

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура t_b , °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
1	-2	90
2	-4	85
3	-9	10
4	-14	105
5	-19	115
6	-22	120
7	-18	90
8	-14	80
9	-6	70
10	-4	60
11	-3	80
12	-2	100

Эксперимент 2 - грунт переувлажненный со снятым мохово-торфяным слоем.

Второй эксперимент проводится на суглинистом грунте льдистостью 50%, наземный трубопровод укладывается на грунт без мохово-растительного и торфяного слоя (Таблица 4.4).

Цель эксперимента: наблюдение за колебаниями трубопровода, замер величин осадки и пучения в режиме регулирования наземного трубопровода в насыпи при прокладке на суглинистом грунте льдистостью 50%.

Таблица 4.4 - Матрица планирования двухфакторного эксперимента 2

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура $t_{\text{в}}$, °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
1	-2	90
2	-4	85
3	-9	10
4	-14	105
5	-19	115
6	-22	120
7	-18	90
8	-14	80
9	-6	70
10	-4	60
11	-3	80
12	-2	100

Эксперимент 3 - грунт с ненарушенным мохово-торфяным слоем.

Особенностью третьего эксперимента является то, что модельный трубопровод укладывался на ненарушенный поверхностный мохово-растительный слой торфяного и суглинистого грунта с льдистостью 30%.

Цель эксперимента: наблюдение за колебаниями трубопровода, замер величин осадки и пучения в режиме регулирования наземного трубопровода в насыпи при прокладке на ненарушенном поверхностном мохово-растительном

слое торфяного грунта с толщиной два диаметра трубопровода и льдистостью 30% (Таблица 4.5).

Следует особо отметить, что мохово-растительный слой (ягель) толщиной не менее двух диаметров трубопровода на торфяном основании, по данным [20] обеспечивает несущую способность грунта для нефтепроводов до DN500 мм.

Таблица 4.5 - Матрица планирования двухфакторного эксперимента 3

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура $t_{\text{в}}$, °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
1	-2	90
2	-4	85
3	-9	10
4	-14	105
5	-19	115
6	-22	120
7	-18	90
8	-14	80
9	-6	70
10	-4	60
11	-3	80
12	-2	100

Эксперимент 4 - грунт с ненарушенным мохово-торфяным слоем.

Четвертый эксперимент проводится на суглинистом грунте льдистостью 30%, наземный трубопровод укладывается на грунт с мохово-торфяным слоем. Особенностью эксперимента является длительное наблюдение за состоянием трубопровода.

Цель эксперимента: наблюдение за изменением теплового состояния и положения оси трубопровода за длительный период, в соответствии с целью исследования необходимо изучить и доказать возможность обеспечения устойчивого положения оси трубопровода и стабилизации осадки во времени при наземной прокладке трубопровода на мерзлоте способом «самопогружения». В

процессе опыта определить время, достаточное для установления стабильного положения оси трубопровода (Таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Матрица планирования двухфакторного эксперимента 4

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура $t_{\text{в}}$, °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
1	-2,6	40
2	-11,0	50
3	-13,7	80
4	-15,2	90
5	-19,3	110
6	-21,9	130
7	-18,4	100
8	-14,3	90
9	-6,1	70
10	-2,3	60
11	-2,7	90
12	-1,9	90
13	-2,0	90
14	-4,2	90
15	-9,4	100
16	-14,6	110
17	-18,7	120
18	-22,3	120
19	-17,8	90
20	-13,9	80
21	-6,1	70
22	-3,3	60
23	-2,7	80
24	-1,9	100
25	-2,1	90
26	-5,1	90
27	-9,4	100
28	-14,6	110
29	-18,7	120
30	-23,1	140
31	-19,1	100
32	-15,8	100
33	-5,4	80
34	-4,1	70

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура $t_{\text{в}}$, °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
35	-2,5	80
36	-1,1	90

Эксперимент 5 - грунт с ненарушенным мохово-торфяным слоем.

Пятый эксперимент проводится на суглинистом грунте льдистостью 30%, наземный трубопровод укладывается на грунт с мохово-торфяным слоем. Особенностью эксперимента является то, что в летний период нагрев поверхности грунта осуществляется инфракрасным излучателем тепла, в зимний период поверхность грунта укладывается снегом (Таблица 4.7).

Цель эксперимента: исследование изменения ореолов протаивания наземного трубопровода в насыпи в зависимости от условий теплообмена и сезонной инверсии тепловых потоков.

Таблица 4.7 - Матрица планирования двухфакторного эксперимента 5

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура $t_{\text{в}}$, °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
1	-1,7	15
2	-0,3	20
3	15,9	40
4	10,9	40
5	18,0	30
6	8,1	30
7	2,7	30
8	-4,2	30
9	-19,5	90
10	-17,6	70
11	-17,4	70
12	-22,0	80
13	-17,6	80
14	-4,6	40
15	1,1	30
16	8,4	30
17	22,4	20

Точки эксперимента (месяц)	Первый фактор (температура $t_{в}$, °C)	Второй фактор (мощность ТЭН N , Вт)
18	5,8	20
19	-2,5	30
20	-17,8	90
21	-14,7	70
22	-20,1	80
23	-19,6	80
24	-21,8	90
25	-18,3	90
26	-10,0	80
27	-0,7	40
28	9,7	40
29	14,6	40

4.4 Постановка и описание экспериментов

Теоретическое исследование теплообмена с моделированием соответствующих условий многолетней эксплуатации трубопровода выявило установление квазистационарного режима на 2 год эксплуатации.

Грунт на стенде укладывался послойно для равномерного распределения влаги, исключения протаивания нижележащих слоев, недопущения образования прослоек льда либо оттока влаги к стенкам. Каждый слой заливался с интервалом времени, необходимым для затвердевания грунта. Перед началом эксперимента для равномерного установления отрицательной температуры по всему массиву мерзлого грунта в коробе, установка в течение пяти дней поддерживала постоянную минусовую температуру.

Первая серия состоит из трех экспериментов (1, 2, 3).

Для экспериментов 1-3 моделировались одинаковые условия теплообмена: температуры воздуха (температуры холодильника) и температуры трубопровода (мощность ТЭН), но разные геокриологические условия. Настоящей серией экспериментов предусмотрено проведение трех экспериментов с различным составом подстилающего грунта и с разной влажностью для выявления влияния

мохово-растительного слоя на величину осадки-пучения и стабилизации положения оси трубопровода.

Промежуток времени в один час на модели равен одному месяцу в натуре. Размеры ореолов протаивания устанавливались по нулевым изотермам по направлениям вверх, вниз, по горизонтали и под углом 45° к оси трубопровода. Значение радиуса протаивания R_0 взято по максимальному радиусу протаивания под трубой (направление вниз).

Величина просадки и выпучивания трубопровода замерялась по реперам. Модель трубопровода помещалась в грунт, которому задавались и обеспечивались физико-механические свойства для данного эксперимента. Температура трубопровода регулировалась мощностью ТЭНа, смонтированного в трубе. Ореол оттаивания формировался под тепловым воздействием ТЭНа. Оттаивание мерзлого грунта вокруг трубопровода производилось при заданных ореолах. Через каждые шесть часов проводились замеры положения реперных точек. Регулирование теплового взаимодействия трубопровода с многолетнемерзлыми грунтами проводилось в пределах, определяемых теплотехническим расчетом.

Результаты замеров осадки-пучения грунта под наземным трубопроводом, полученные при проведении эксперимента 1, представлены ниже на Рисунке 4.6.

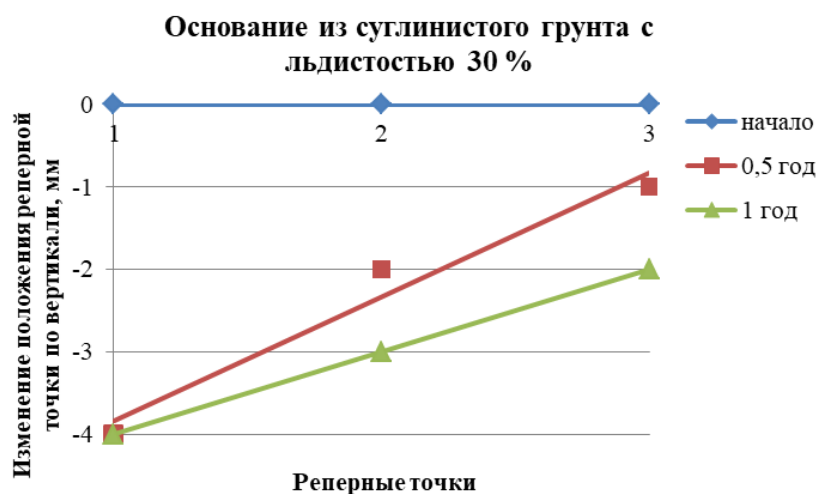


Рисунок 4.6 - Результаты эксперимента 1

Результаты замеров осадки-пучения грунта под наземным трубопроводом, полученные при проведении эксперимента 2, представлены ниже на Рисунке 4.7.

Результаты замеров осадки-пучения грунта под наземным трубопроводом, полученные при проведении эксперимента 3, представлены ниже на Рисунке 4.8.

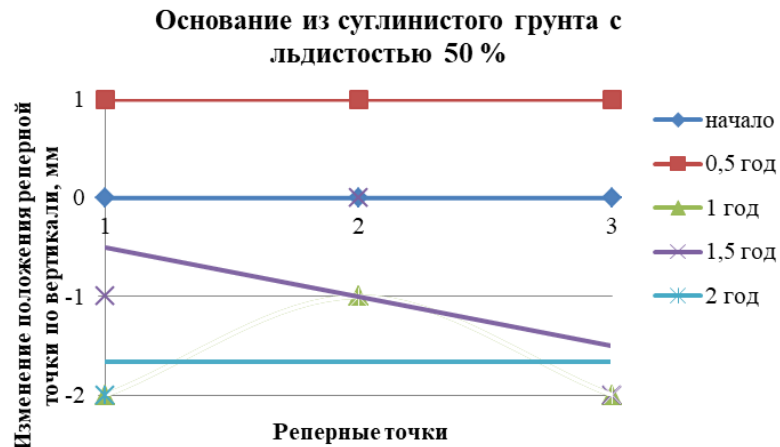


Рисунок 4.7 - Результаты эксперимента 2

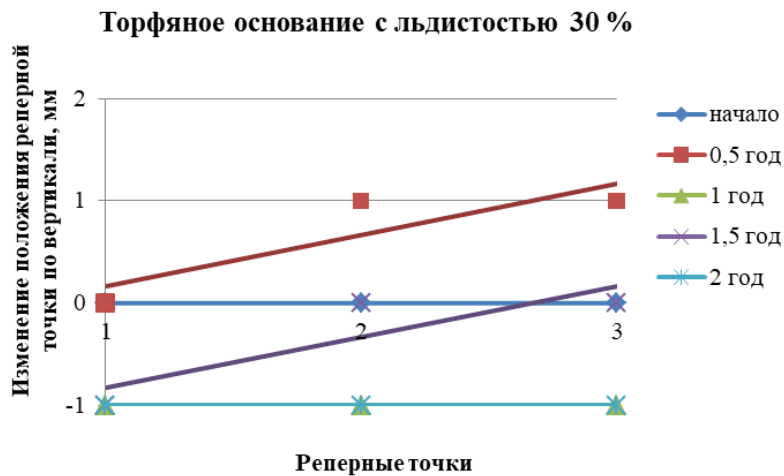


Рисунок 4.8 - Результаты эксперимента 3

На основе результатов 1, 2, 3 экспериментов можно провести сравнительный анализ стабильности прокладки. Эксперименты 1 (Рисунок 4.6) и 2 (Рисунок 4.7) показали, что при эксплуатации на глиняном основании без мохово-растительного слоя баланса сил в первый год не наблюдается, трубопровод оседает. Изменение положения оси трубопровода при промерзании и

протаивании грунта происходит в режиме самопогружения до момента выравнивания сил тяжести и подъемных сил, действующих на трубопровод. С увеличением льдистости (эксперимент 2) амплитуда, характеризующая поднятие и опускание трубопровода, увеличивается.

Результаты эксперимента 3 (Рисунок 4.8) показали, что при сохранении торфяного основания с мохово-растительным слоем стабилизация осадки трубопровода происходит быстрее, на 1-2 год амплитуда колебаний уменьшается. Резкого протаивания, либо пучения не происходит. Трубопровод при таком режиме эксплуатации стремится вернуть свое исходное положение.

Проведенные экспериментальные исследования по тепловому и механическому взаимодействию трубопровода с мерзлым грунтом позволяют обоснованно утвердить конструктивную возможность наземной прокладки трубопровода на территориях с развитым мохово-растительным основанием, сформированным ягелем.

Можно утверждать, что существующая возможность наземной прокладки трубопроводов самопогружением в мерзлоте диаметром трубопроводов до 500 мм включительно с обязательным сохранением мохово-растительного покрова в основании повышает работоспособность трубопровода, так как значительно снижает опасность защемления трубопровода в смерзающемся грунте и возможного его порыва.

Однако, неопределенность в сохранении положения оси трубопровода при последующей его эксплуатации требует дальнейшего изучения процесса теплового и механического взаимодействия такой сложной системы «трубопровод – мохово-торфяное основание – мерзлый грунт». Аналитически решать такую задачу весьма сложно.

Вторая серия состоит из двух экспериментов (4, 5).

Эксперимент 4 проводился с целью экспериментального обоснования возможности квазистаблизации положения оси трубопровода при регулировании ореола протаивания в режиме «самопогружения» трубопровода. Отличительной

особенностью представленных здесь результатов эксперимента, моделирующего 3-годовой период теплового и механического взаимодействия трубопровода с подстилающим мерзлым грунтом, является послойное расположение грунтовых формирований из суглинка, торфа и ягеля, моделирующих естественную текстуру грунтов.

При обработке температурных полей определялась конфигурация и размеры ореолов протаивания по положению нулевой изотермы, которая разделяла талую и мерзлую зоны грунта вокруг трубопровода.

Моделирование периодического процесса растепления и промерзания торфяного основания позволило наблюдать опускание трубопровода в процессе протаивания мерзлоты и его выпучивание при обратном смерзании.

Регулирование ореола протаивания вокруг трубопровода в режиме «самопогружения» позволило установить время наступления квазиустойчивого состояния.

На Рисунках 4.9 - 4.12 представлены результаты опыта, состоящего из трех циклов смены стационарных состояний «условная зима» - «условное лето». В опыте смоделирована трехлетняя работа нефтепровода в насыпи в режиме «самопогружения» на многолетнемерзлом грунте при наличии ореола протаивания.

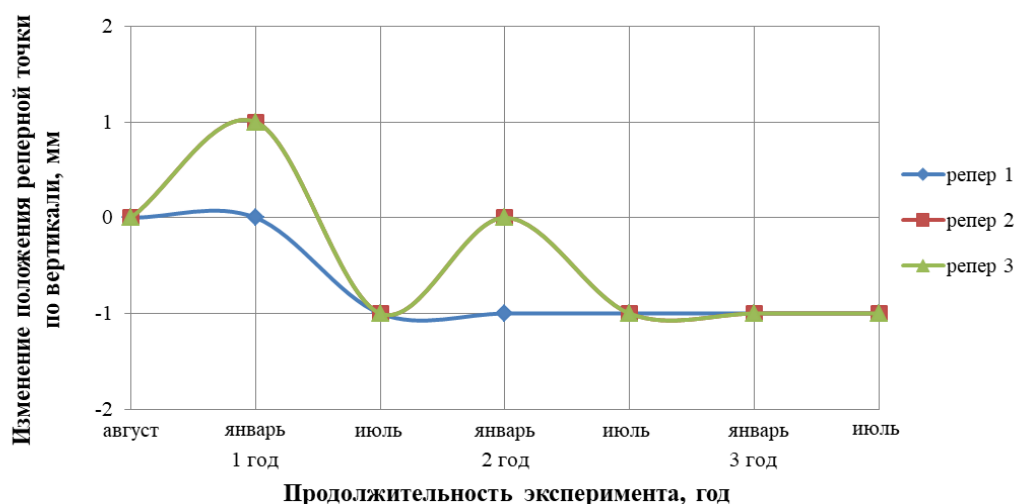


Рисунок 4.9 - Изменение просадки/выпучивания трубопровода при самопогружении в течение 3 циклов регулирования теплообмена

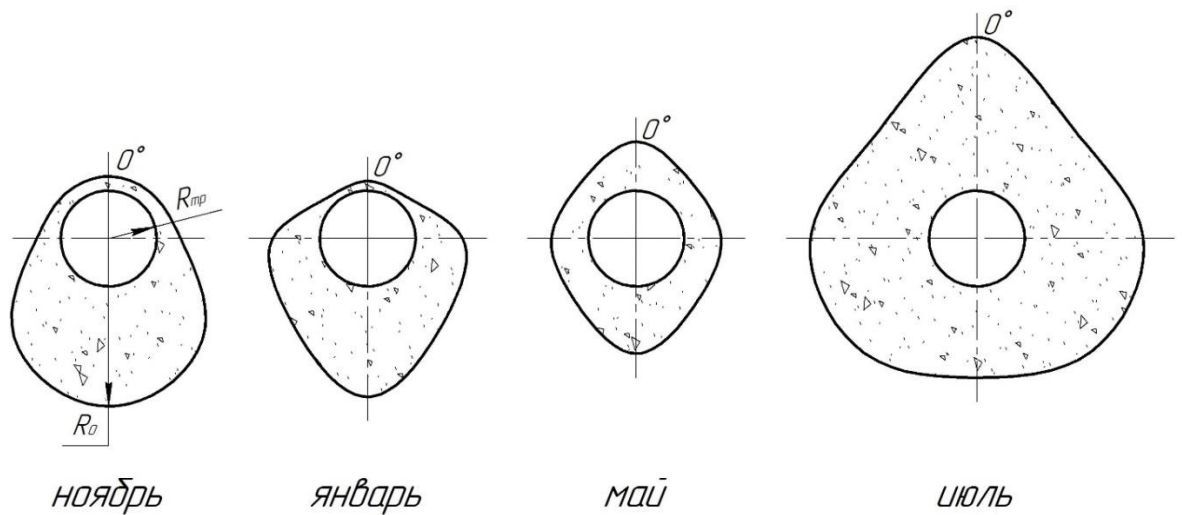


Рисунок 4.10 - Изменение ореолов протаивания в зависимости от сезона

На Рисунке 4.9 приведены данные по перемещению трубопровода в вертикальном направлении. Как видно, осадки и выпучивания трубопровода даже в случае технологического регулирования температурой исключить не удастся. Но при сохранении минимально возможных размеров ореола протаивания их можно свести к минимуму. Чередование погружения и выпучивания трубопровода происходит при смене сезонов с угасанием колебаний во времени. Из Рисунка 4.9 видно, что квазистабильзация положения оси трубопровода наступает относительно быстро: практически на 2-3 год эксплуатации.

Из Рисунков 4.11 и 4.12 видно, что тепловые потоки вверх и вниз изменяются в зависимости от режима и температуры воздуха. Максимальные тепловые потоки вверх в январе, когда температура воздушной среды наименьшая. В июле тепловой поток преимущественно направлен вниз, в зону мерзлоты. Также летом наблюдается приток тепла от воздушной среды к трубопроводу и поэтому тело трубы дополнительно нагревается. Зимой ореол смещается вниз, вследствие оттока тепла с верхней части трубопровода в окружающую среду, летом смещается вверх из-за притока тепла. Как можно заметить, теплообмен по периметру трубы неравномерный и меняется во времени, т.к. трубопроводы в мерзлоте подвержены влиянию градиента температур.

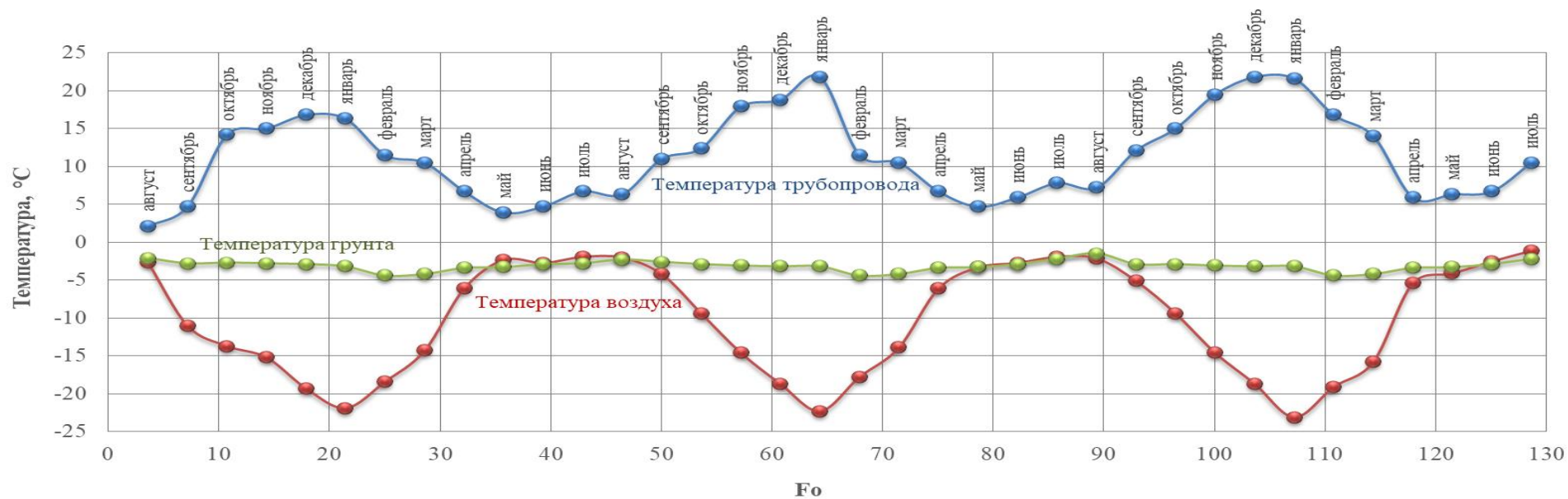
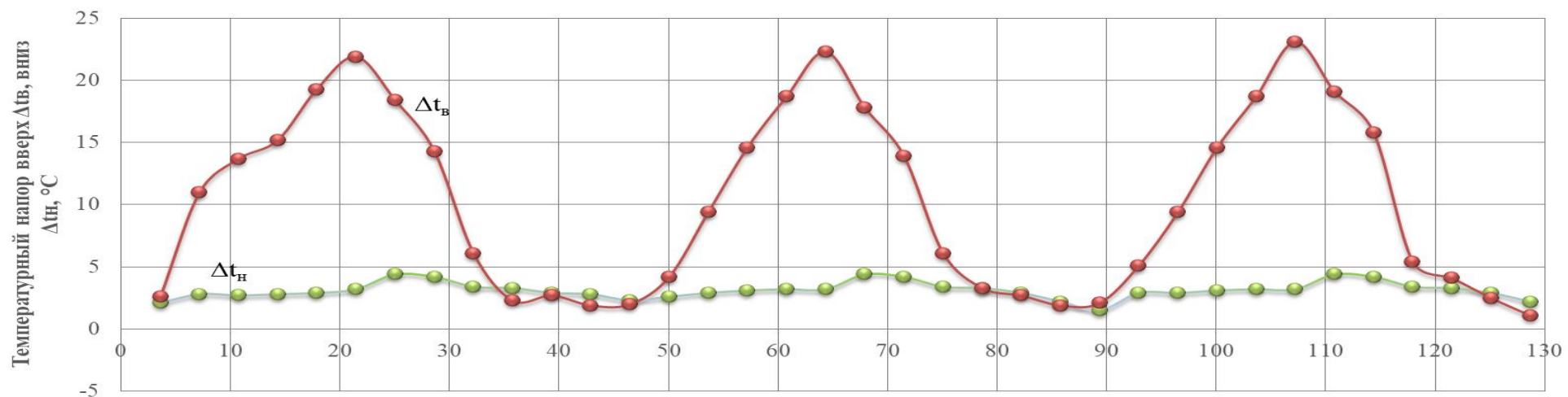


Рисунок 4.11 – Температуры в сечении трубопровода в зависимости от времени при эксперименте 4

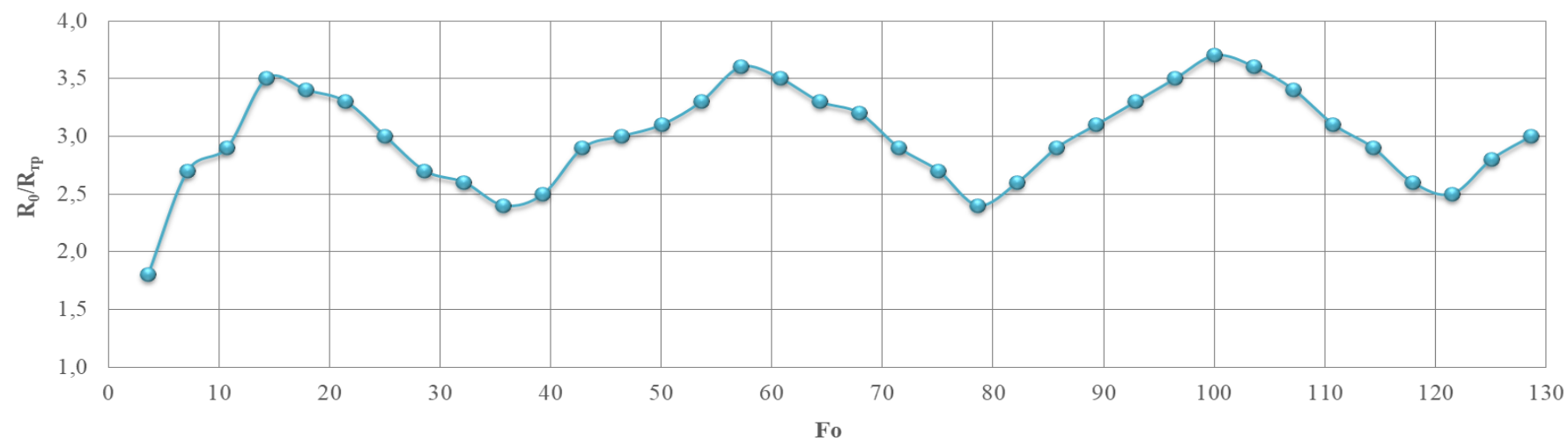
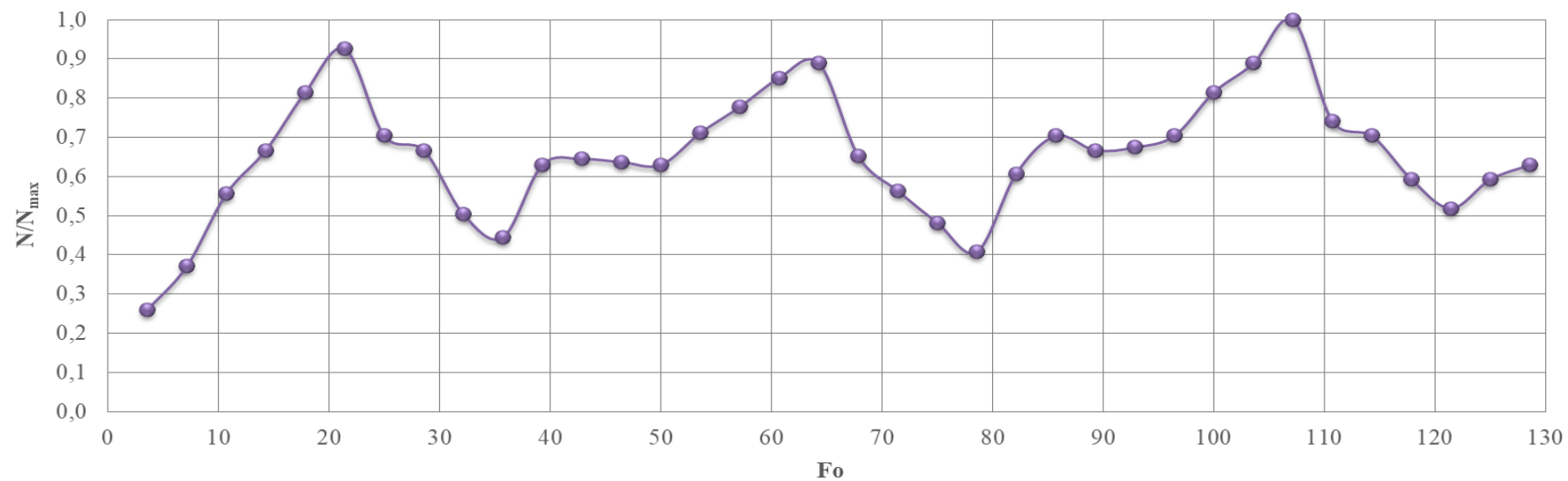


Рисунок 4.12 - Результаты эксперимента 4: N/N_{max} - отношение мощности ТЭНа к максимальной мощности в зависимости от Fo , R_0/R_{tp} - отношение радиуса ореола протаивания к радиусу трубопровода в зависимости от Fo

На Рисунке 4.12 представлены параметры регулирования теплообмена трубопровода в режиме протаивания – промерзания в пределах $Fo = 0 \dots 130$. Хорошо выражен циклический характер теплофизических процессов протаивания-промерзания грунта и сохранения талика вокруг трубопровода. При наземной прокладке трубопровода прогрессирующее протаивание мерзлоты под трубопроводом можно предотвратить.

Результаты эксперимента подтверждают адекватность математической модели и верность полученного алгоритма, реализация которого показывает, что при температурном регулировании образуются два максимума температуры: в ноябре (условно зима) и в июле (условно лето). Колебания трубопровода «вверх» происходят от всплытия, при возникновении действия сил Архимеда на трубопровод, а также от пучения, вследствие льдонакопления в зоне протаивания-промерзания.

При регулировании ореола протаивания реперные точки двигаются параллельно друг другу, с одинаковым перемещением. Такое свойство прокладки «самопогружением» сводит к минимуму возникновение дополнительных разрушающих деформаций из-за неравномерности осадки-пучения.

В процессе опыта, проведенного в соответствии с установленным регламентом, допускающим самопогружение трубопровода, ореолы протаивания практически не выходили за допустимые пределы: $R_{0min}=0,024$ м и $R_{0max}=0,037$ м. Длительность данного опыта, состоящего из 3 циклов, что соответствует трем годам эксплуатации нефтепровода, достаточна для того, чтобы утверждать, что подобное регулирование осуществимо.

Эксперимент 5 проводился с целью изучения трансформации тепловых потоков и ореолов протаивания, которая происходит в сечении трубопровода под действием климатических изменений и наложения при этом процесса регулирования. Ореол протаивания при наземной прокладке трубопровода «самопогружением» моделируется при смене сезонности смещением мощностей тепловых потоков.

Пятый эксперимент проводился с большим числом фактором, приближающих эксперименты к натурным условиям:

- для моделирования летнего периода, оттаивания грунта в слое сезонного оттаивания-промерзания применялся инфракрасный нагреватель;
- в зимний период, с сентября по май, насыпь покрывалась снегом;
- в основании модельного трубопровода укладывался мохово-растительный слой грунта, ниже которого расположены торфяные и суглинистые грунты.

На Рисунке 4.13 представлены поперечные колебания трубопровода, полученные при проведении эксперимента 5.

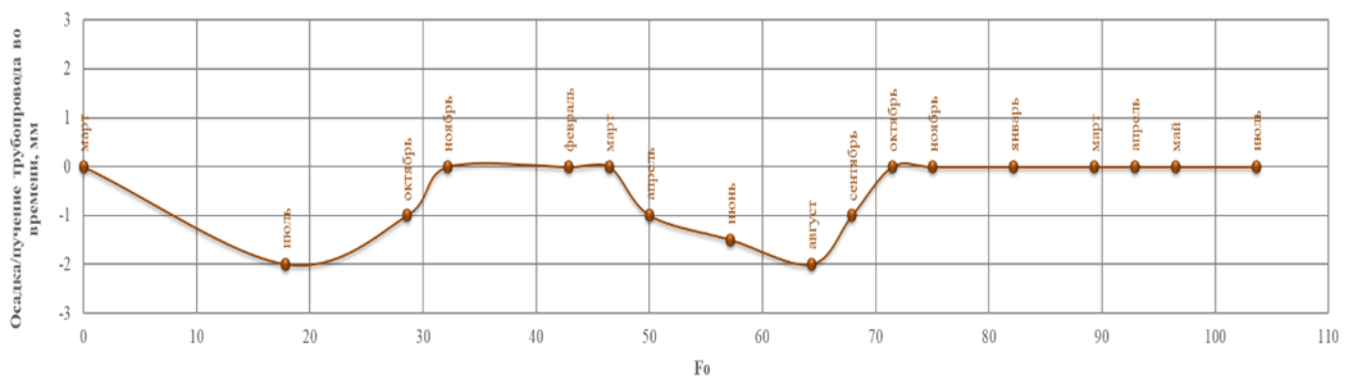


Рисунок 4.13 – Осадка и пучение грунта под наземным трубопроводом при проведении эксперимента 5

На Рисунке 4.14 представлен характерный фрагмент длительного, соответствующего 2,5 годам "в натуре" процесса регулирования ореола протаивания под трубой. Из графиков видно, что температурное поле перестраивается на режим, диктуемый управляющими факторами. Это обеспечивает стабильность осадки и максимально способствует сохранению положения оси трубопровода. С изменением направления тепловых потоков от трубы в окружающую среду изменяется и конфигурация ореола протаивания вокруг трубы, которую можно отслеживать по нулевой изотерме. В зимний период (декабрь, февраль) талая зона минимальна, на что показывают замкнутые вокруг контура трубы нулевые изотермы. В летний период, когда радиационный

тепловой поток к поверхности увеличивается, происходит растепление грунта с поверхности, нулевые изотермы разомкнуты (июнь, август, октябрь).

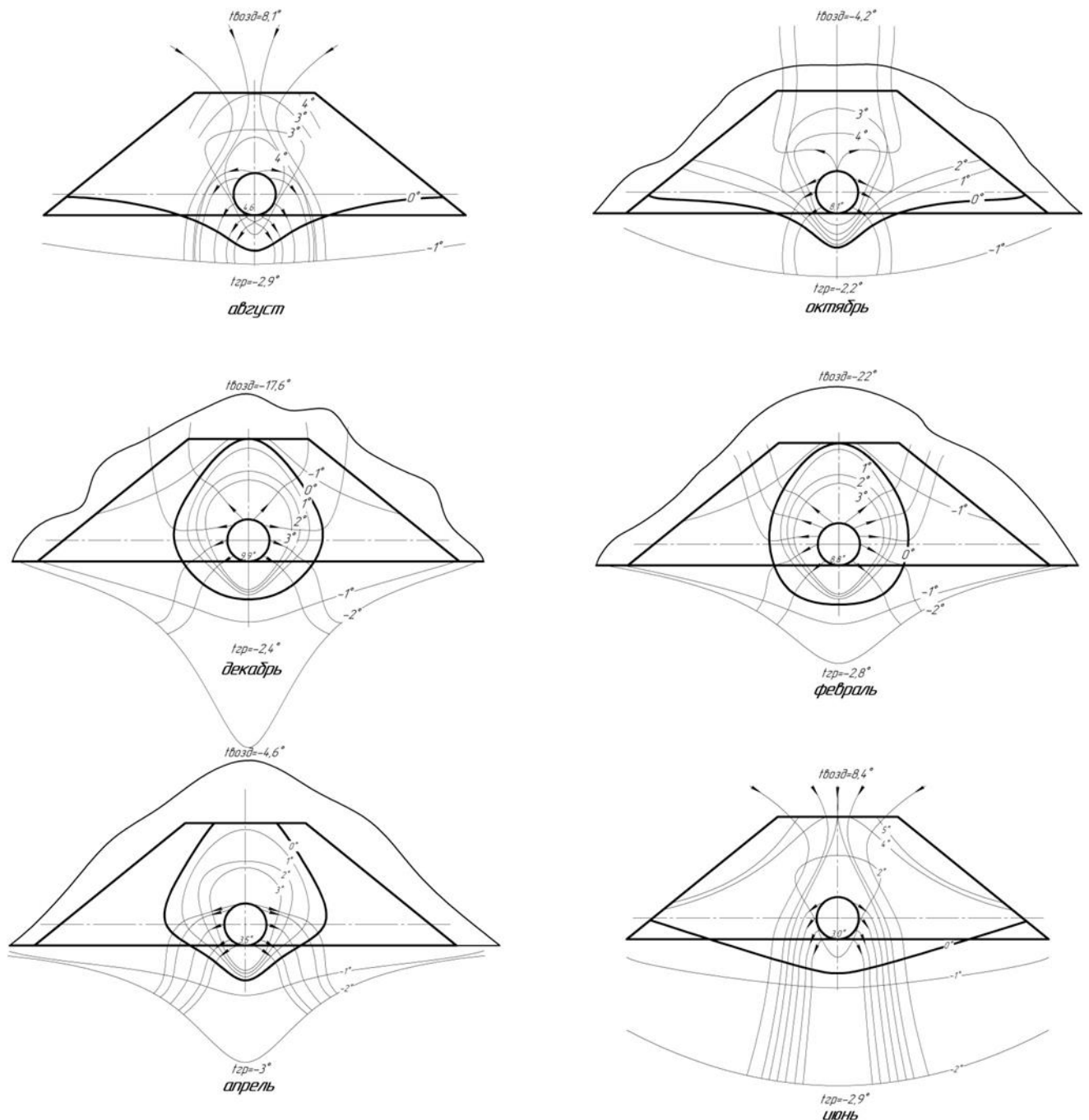


Рисунок 4.14 – Изменение направления тепловых потоков от трубопровода в грунт

Часть результатов экспериментальных исследований, наглядно иллюстрирующая трансформацию температурных полей в течение годового цикла эксплуатации трубопровода представлена на Рисунке 4.14. Линии тока

показывают направление и интенсивность теплообменных процессов в зависимости от сезона. «Нулевая» изотерма разграничивает талую и мерзлую зоны в грунте, окружающем трубопровод.

В летний период (Рисунок 4.14, июнь, август) тепло от трубы направлено преимущественно вниз, практически стекает в мерзлый массив под действием разницы температур трубы t и мерзлого грунта t_e ($t > t_e$). В зимний период (Рисунок 4.14, декабрь, февраль) происходит перераспределение потока тепла, часть которого устремляется вверх, т.к. температура воздушной среды t_b становится отрицательной и намного меньше температуры мерзлого грунта ($t_b < t_e$).

Хорошо видно, что цель эксперимента по регулированию теплообмена достигнута, так как в течение годового периода эксплуатации посредством регулирования обеспечивается стабильная глубина протаивания под трубой, не превышающая двух диаметров трубопровода (Рисунок 4.15). Данное условие необходимо для эффективной работы мохово-торфяного основания в качестве несущего основания [159].

Из Рисунка 4.16 видно, что тепловые потоки вверх и вниз изменяются в зависимости от режима регулирования и температуры воздуха.

Из Таблицы 4.8 следует, что экспериментальные значения температуры стенки трубопровода отличаются от расчетных значений не более чем на 0,2 °С. Рисунок 4.17 подтверждает, что при регулировании теплообмена трубопровода обеспечивается остановка прогрессирующего протаивания в основании трубопровода.

Таблица 4.8 - Результаты эксперимента 5 для второго года эксплуатации

Месяц	Параметры расчетные				Параметры экспериментальные		Абсолютная погрешность определения температуры трубопровода Δt , °С	Абсолютная погрешность определения ореола протаивания R_0 , м
	Температура воздуха t_b , °С	Температура грунта t_e , °С	Температура трубопровода t , °С	Ореол протаивания R_0 , м	Температура трубопровода t , °С	Ореол протаивания R_0 , м		
1	-17,4	-2,9	6,7	0,028	6,6	0,027	0,1	0,001
2	-22,0	-2,8	8,6	0,028	8,8	0,029	0,2	0,001
3	-17,6	-3,0	6,8	0,027	6,7	0,026	0,1	0,001

Месяц	Параметры расчетные				Параметры экспериментальные		Абсолютная погрешность определения температуры трубопровода Δt , °C	Абсолютная погрешность определения ореола протаивания R_0 , м
	Температура воздуха t_v , °C	Температура грунта t_e , °C	Температура трубопровода t , °C	Ореол протаивания R_0 , м	Температура трубопровода t , °C	Ореол протаивания R_0 , м		
4	-4,6	-3,0	3,5	0,026	3,5	0,026	0,0	0,000
5	1,1	-3,0	3,0	0,026	3,0	0,026	0,0	0,000
6	8,4	-2,9	2,9	0,026	3,0	0,026	0,1	0,000
7	22,4	-2,8	3,0	0,027	3,0	0,027	0,0	0,000
8	5,8	-2,5	2,7	0,028	2,5	0,027	0,2	0,001
9	-2,5	-2,3	3,1	0,028	3,3	0,029	0,2	0,001
10	-17,8	-2,8	8,2	0,029	8,3	0,027	0,1	0,002
11	-14,7	-2,4	7,2	0,029	7,0	0,028	0,2	0,001
12	-20,1	-2,7	9,0	0,029	8,8	0,029	0,2	0,000

Таким образом, результаты аналитических исследований по регулированию ореолов протаивания вокруг трубопровода подтверждаются экспериментально. Исключение прогрессирующего таяния грунта обеспечивает стабильность его осадки и максимально способствует сохранению положения оси трубопровода, что соответствует требованию сохранности экологической обстановки вдоль трассы и работоспособности самого трубопровода.

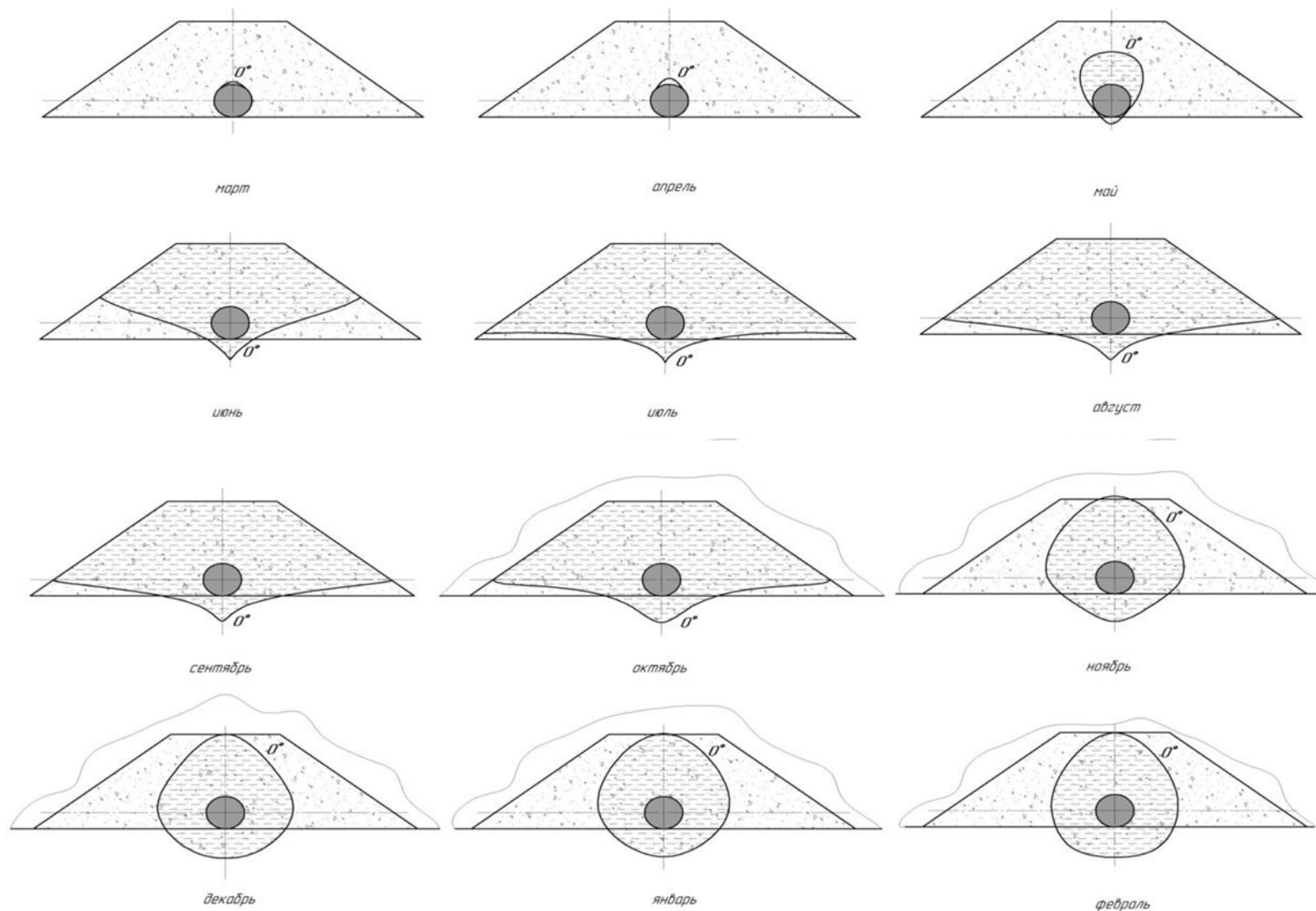


Рисунок 4.15 - Изменение ореолов протаивания грунта вокруг наземного трубопровода в насыпи при регулируемом теплообмене под влиянием смены сезонов в процессе эксперимента 5

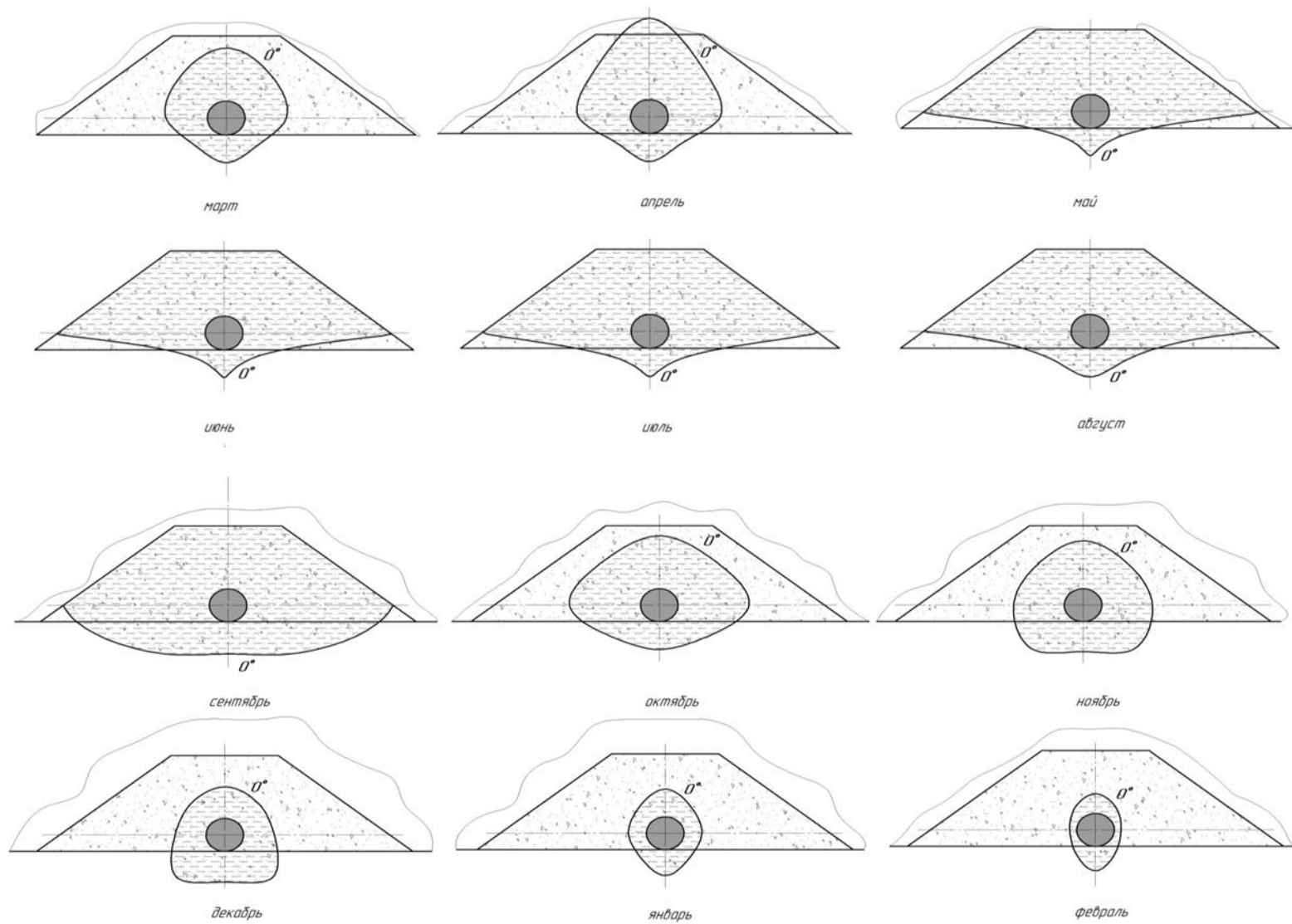


Рисунок 4.15 - Изменение ореолов протаивания грунта вокруг наземного трубопровода в насыпи при регулируемом теплообмене под влиянием смены сезонов в процессе эксперимента 5 (продолжение)

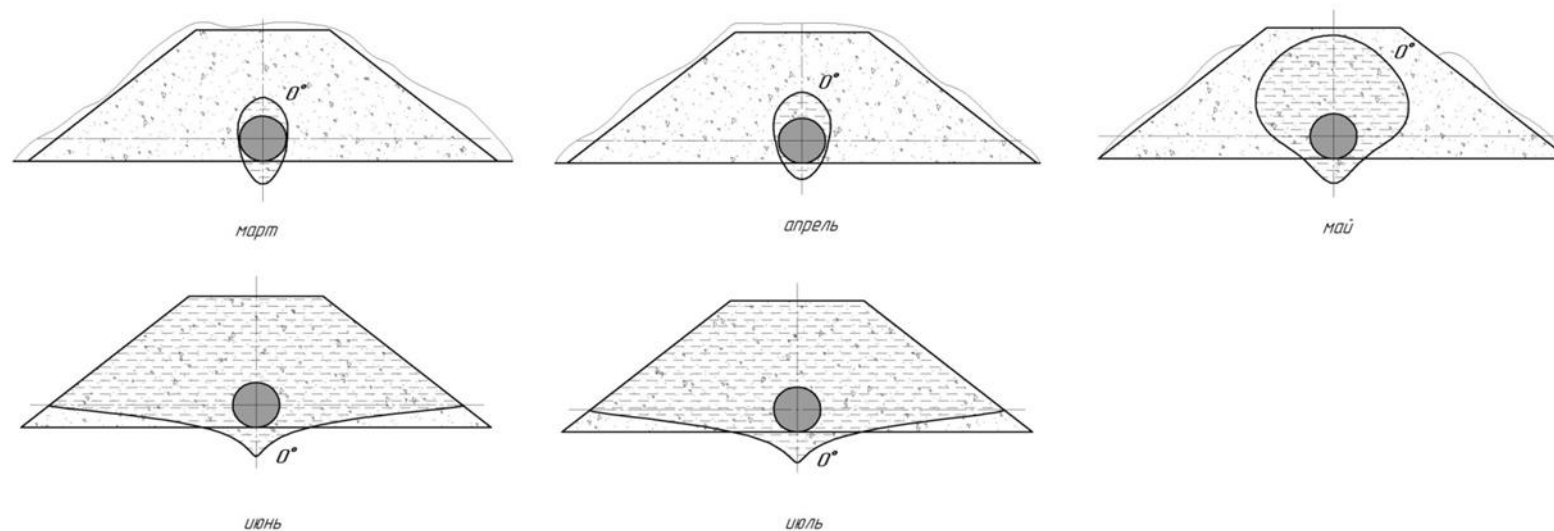


Рисунок 4.15 - Изменение ореолов протаивания грунта вокруг наземного трубопровода в насыпи при регулируемом теплообмене под влиянием смены сезонов в процессе эксперимента 5 (продолжение)

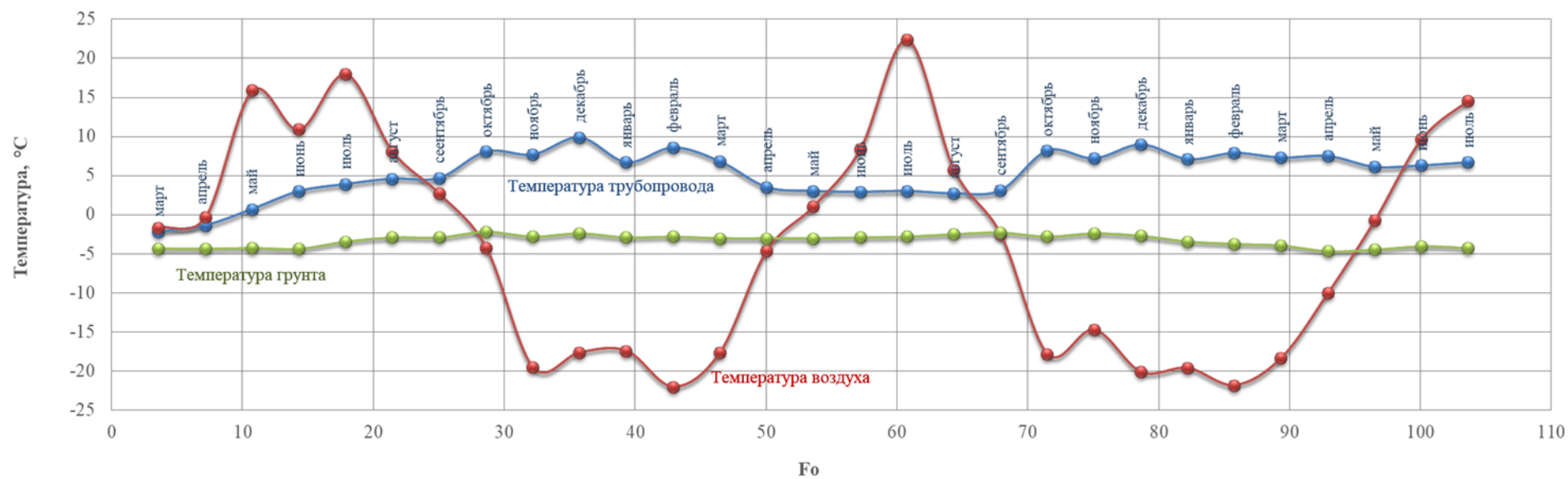
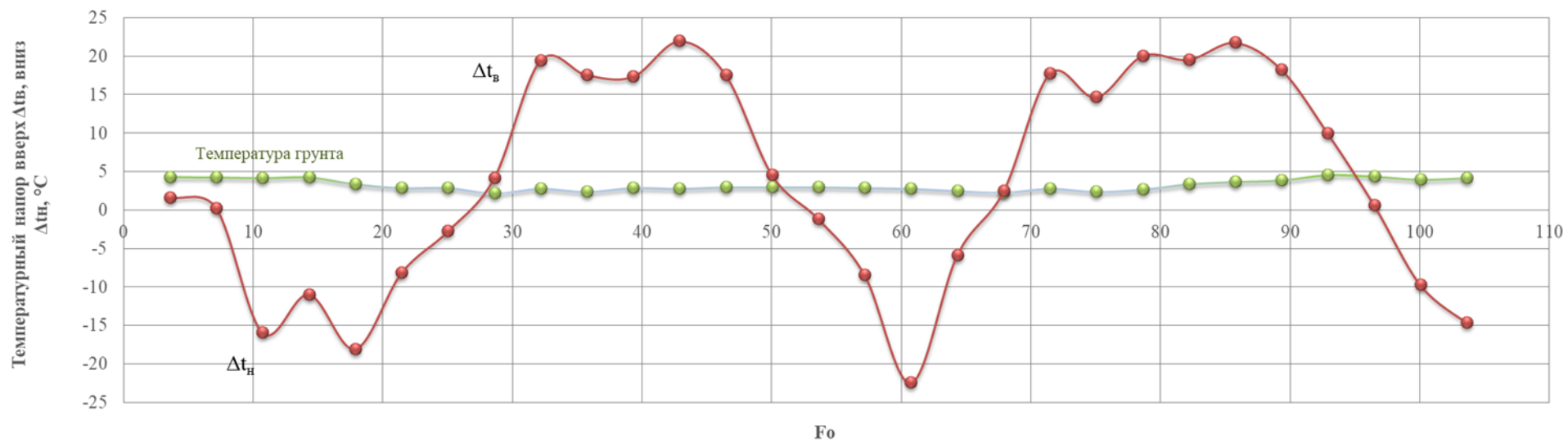


Рисунок 4.16 – Эксперимент 5. Температуры в сечении трубопровода в зависимости от времени

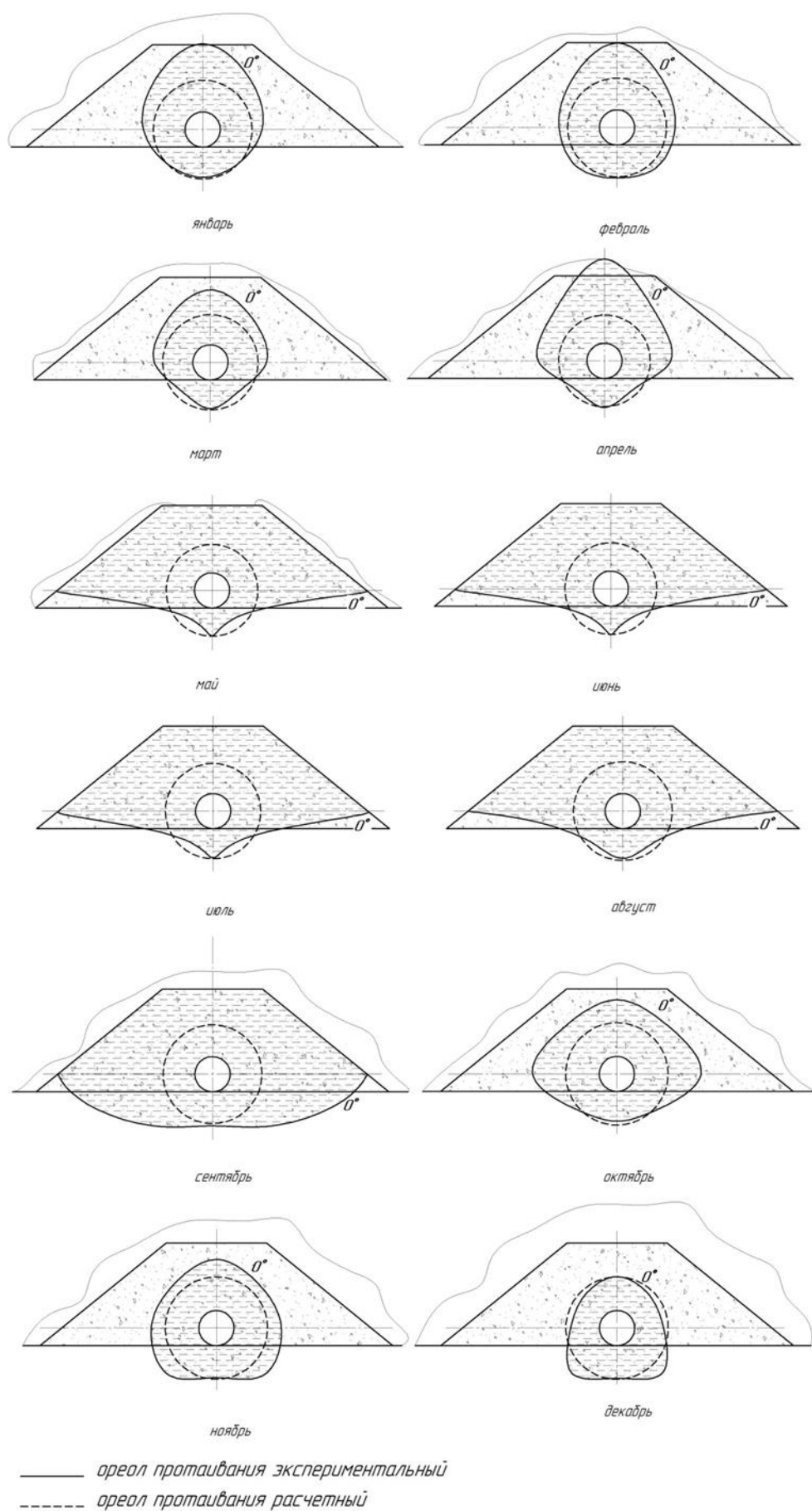


Рисунок 4.17 – Сравнение расчетного и экспериментального ореола протаивания в основании трубопровода

ВЫВОДЫ ПО 4 ГЛАВЕ

1. В лабораторных условиях создана физическая модель наземного трубопровода, имитирующего наземный трубопровод D_N500 , уложенный самопогружением на мерзлом грунте, с мохово-торфяным покровом (ягель, суглинок).

2. Экспериментально обоснована возможность ограничения теплообмена наземного трубопровода при самопогружении с поверхности (в вариантах со снятым и нетронутым мохово-торфяным покровом). Путем регулирования теплогидравлического режима в процессе эксплуатации трубопровода (с ограничением ореолов протаивания трубопровода в допустимых пределах) доказана возможность торможения прогрессирующего таяния мерзлоты.

3. Экспериментально доказана возможность учета эффектов просадки и выпучивания трубопровода в разработанном алгоритме и методике расчета технологического регулирования.

4. Обобщение результатов экспериментальных исследований показало, что трубопровод в первый год эксплуатации имеет наибольшую осадку во всех рассмотренных вариантах. К 3 году эксплуатации прогрессирующее таяние грунта останавливается, а следовательно, останавливается и тепловая осадка грунта при прокладке трубопровода способом самопогружения с ненарушенной мохово-торфяной поверхностью.

5. Наземную прокладку в режиме самопогружения на мерзлых грунтах возможно использовать также в районах с малопросадочными, непросадочными, малольдистыми грунтами, на которых термокарстовые процессы слабо выражены и не сопровождаются потерей несущей способности трубопровода.

6. Анализ результатов экспериментов, проведенных с целью ограничения ореола протаивания под трубопроводом в мерзлоте, показал ярко выраженное перераспределение тепловых потоков по периметру трубопровода при смене зимнего и летнего режимов. Тепловые режимы каждого месяца значительно отличались друг от друга. Это значит, что в отличие от обычных трубопроводов,

которые рассчитываются на "худший" случай, расчет трубопроводов в мерзлоте должен выполняться с учетом нулевого годового теплооборота по месяцам года, что позволит ограничить ореолы протаивания в основании по всей длине трубопровода.

,

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Анализ публикаций с исследованием причин возникновения и развития опасных геокриологических процессов в мерзлых грунтах в основании подземных, наземных, надземных трубопроводов показал необходимость в разработке новых проектных решений по сооружению трубопроводов в зонах распространения сплошной мерзлоты, удовлетворяющих принципам минимального теплового воздействия на мерзлоту и невторжения в грунт.

2. Решена трехмерная задача теплового взаимодействия наземного трубопровода в насыпи с мерзлым основанием при условии ограничения ореола протаивания и перекачки нефти в изотермическом режиме, который обеспечивается технологическим регулированием за счет сдвига по фазе процессов теплопередачи во вмещающем грунте, и составлен многоциклового алгоритм расчета температуры наружной поверхности стенки трубопровода, который позволяет получить технологичные варианты эксплуатационных режимов (для трубопроводов диаметром до 500 мм):

- стабильного температурного режима, когда температура перекачки в течение года практически постоянна, $t_{\text{бал}} = \text{const}$, а разность максимальной и минимальной температуры трубопровода в течение года Δt не превышает $0,25^\circ\text{C}$.

- с остановленным ореолом протаивания при неизменном значении ореола протаивания в течение года $R_0 = 0,3 \text{ м} = \text{const}$.

3. Разработана методика расчета теплообмена наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхности, позволяющая рассчитать температурный режим эксплуатации трубопровода в случае неблагоприятного геокриологического прогноза, с учетом сезонных процессов осадки, пучения грунта основания, возникающих в процессе эксплуатации наземного трубопровода, что позволяет уменьшить ореол протаивания вокруг трубопровода в 8 раз при идентичных условиях теплообмена и одинаковой температуре наружной поверхности стенки трубопровода $0...1^\circ\text{C}$ за счет экологического регулирования теплообмена.

4. Экспериментально, в лабораторных условиях, в результате регулирования теплообмена, подтверждена остановка прогрессирующего протаивания грунта в основании наземного трубопровода в насыпи, уложенного самопогружением с дневной поверхности на мохово-торфяном мерзлом основании, к 3 году эксплуатации трубопровода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 А.с. № 609019 СССР, МПК F16L 1/026 (2006.01), F16L 1/00 (2006.01). Способ прокладки трубопровода : № 2341437/29-68 : заявл. 02.04.1976 : опубл. 30.05.1978 / Соколов С.М., Зайцева Г.А. – 2 с.
- 2 Адиутори, Е.Ф. Новые методы в теплопередаче / Е.Ф. Адиутори. – М.: Мир, 1977. - 230 с.
- 3 Айнбиндер, А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. - М.: Недра, 1982. - 341 с.
- 4 Айсматуллин, И.Р. Системный подход к защите Арктики от последствий аварий на магистральных трубопроводах / И. Р. Айсматуллин, Д. А. Веретельник, В. Н. Слепнев, Р. Ю. Шестаков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2018. – № 5(77). – С. 66-72.
- 5 Андерсленд, О.Б. Андерсон Д.М. Геотехнические вопросы освоения Севера / О.Б Андерсленд, Д.М. Андерсон. - М.: Недра, 1983. – 128 с.
- 6 Анисимов, В.В. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В. В. Анисимов, М. И. Криницын. - Ленинград : Гостоптехиздат. Ленингр. отделение, 1963. - 148 с.
- 7 Анисимов, О.А. Методы оценки последствий изменения климата для физических и биологических систем / О. А. Анисимов, С. В. Борщ, В. Ю. Георгиевский. – М.: Научно-исследовательский центр космической гидрометеорологии "Планета", 2012. – 512 с.
- 8 Анисимов, О.А. Оценка влияния изменения климата и деградации вечной мерзлоты на инфраструктуру в северных регионах России / О. А. Анисимов, М. А. Белолуцкая // Метеорология и гидрология. – 2002. – № 6. – С. 15-22.
- 9 Анисимов, О.А. Оценочный отчет Greenpeace "Основные природные и социально-экономические последствия изменения климата в районах распространения многолетнемерзлых пород: прогноз на основе синтеза

наблюдений и моделирования" / О.А. Анисимов, А. Инстанес и др. - М.: ОМННО «Совет Гринпис», 2010. - 44 с.

10 Аралов, Е.С. Определение наиболее эффективного метода повышения эксплуатационной надежности нефтепровода в условиях вечной мерзлоты / Е. С. Аралов, В. И. Монько, С. В. Глыжко // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2022. – № 2(27). – С. 46-52.

11 Бабичева, Е.Б. Прогнозирование и регулирование тепловых режимов работы магистральных нефтепроводов в условиях Заполярья / Е. Б. Бабичева, Ю. Д. Земенков, Д. А. Бабичев, С. С. Щербанюк // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. – № 3-4. – С. 21-25.

12 Белоусов, В.Д. Устойчивость процесса перекачки нефтей по трубопроводам / В.Д. Белоусов, В.И. Черников // Труды МИНХ и ГП. - М.: Гостоптехиздат. – 1963. - Вып. 45. – С. 40 – 44.

13 Большаков, А.М. Анализ разрушений и дефектов в магистральных газопроводах и резервуарах Севера / А.М. Большаков // Газовая промышленность. - 2010. - №5. - С. 52-53.

14 Большаков, А.М. Анализ разрушений металлоконструкций, работающих в условиях Севера / А.М. Большаков, Я.М. Андреев // Авиационные материалы и технологии. - 2015. - № S1. - С. 27–31.

15 Большаков, А.М. Надежность магистральных газопроводов после 30 лет эксплуатации в условиях крайнего Севера / А.М. Большаков, Л.Н. Татаринов // Газовая промышленность. - 2009. - №2. - С. 28-31.

16 Большаков, А.М. Проблемы повышения эксплуатационной надежности линейных магистральных газопроводов в условиях криолитозоны / А.М. Большаков, Я.М. Андреев // Газовая промышленность. - 2018. - № 5 (768). - С. 62-68.

17 Бородавкин, П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве / П.П. Бородавкин. - М.: Недра, 1976. - 280 с.

18 Бородавкин, П.П. Об устойчивости подземных и наземных трубопроводов / П. П. Бородавкин, Л. И. Быков, В. С. Яблонский // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1964. – № 3. – С. 155-164.

19 Бородавкин, П.П. Прочность магистральных трубопроводов / П. П. Бородавкин, А. М. Синюков. - М. : Недра, 1984. - 245 с.

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

21 Бородавкин, П.П. Строительство магистральных трубопроводов в сложных условиях / П. П. Бородавкин, А. Х. Сунарчин. - М: Недра, 1965. - 215 с.

22 Бронников, В.А. Проблемы инженерно-геокриологического обеспечения проектирования и строительства магистрального нефтепровода ВСТО-1 и пути их решения / В. А. Бронников, Э. Р. Ибрагимов, В. Г. Кондратьев // Инженерные изыскания. – 2014. – № 13-14. – С. 43-52.

23 Будыко, М.И. Тепловой баланс земной поверхности. - Л.: Гидрометеиздат, 1956. – 255 с.

24 Быков, Л.И. Оценка напряженно - деформированного состояния сложных участков трубопроводов / Л.И. Быков, П.Н. Григоренко, В.Ю. Шувалов // Межвузовский сборник научных статей «Нефть и газ». - Уфа: УГНТУ. - 1997. - №1 – С.145- 147.

25 Васильчук, Ю.К. Миграционные бугры пучения в южной части криолитозоны Средней Сибири / Ю. К. Васильчук, А. К. Васильчук, Н. А. Буданцева // Инженерная геология. – 2013. – № 3. – С. 14-34.

26 Васильчук, А.К. Геокриологические аспекты при эксплуатации трубопроводов в пределах распространения островных и прерывистых многолетнемерзлых пород / А. К. Васильчук, Н. Г. Фигаров, А. М. Усков и др. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2013. – № 3(37). – С. 3-8.

27 Васильчук, Ю.К. Особенности инженерных изысканий для строительства трубопроводов в пределах бугристых ландшафтов зоны спорадического распространения многолетнемерзлых пород / Ю. К. Васильчук, А. К. Васильчук // Инженерные изыскания. - 2014. - № 9-10. - С. 4-12.

28 Вахрин, И.С. Деформационные характеристики искусственно приготовленных образцов мёрзлых грунтов при оттаивании / И. С. Вахрин, Г. П. Кузьмин // Успехи современного естествознания. – 2020. – № 7. – С. 70-76.

29 Велли, Ю.Я. Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах / Ю. Я. Велли, А. Ф. Антонов, В. В. Гальперин и др. - Ленинград: Стройиздат. Ленинградское отделение, 1977. - 552 с.

30 Володченкова, О.Ю. Обеспечение проектного положения магистральных подземных нефтепроводов в зоне вечной мерзлоты : автореферат дис. ... кандидата технических наук : 25.00.19 / Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. - Москва, 2007. - 21 с.

31 Вязунов, Е.В. Определение зоны влияния трубопровода на тепловой режим грунта на основе данных метеостанции "Тайшет" / Е. В. Вязунов, В. В. Федоров // Экологический вестник России. – 2015. – № 3. – С. 22-26.

32 Гарагуля, Л.С. Природные опасности России: Монография. В 6 томах / Л. С. Гарагуля, Э. Д. Ершов, В. Е. Афанасенко. Том 4. – М.: Издательская фирма "КРУК", 2000. – 316 с.

33 Гаррис, Н.А. Теплогидравлическая устойчивость магистрального трубопровода / Н.А. Гаррис, В.М. Глазырина // Сб. науч. труд. Трубопроводный транспорт нефти Западной Сибири. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1983. - С. 26 – 32.

34 Гаррис, Н. А. Проблемы трубопроводного транспорта углеводородов в условиях мерзлоты и пути их решения / Н. А. Гаррис, О. Ю. Полетаева, Т. А. Бакиев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 3. – С. 64-67.

35 Гаррис, Н.А. Алгоритм регулирования процесса протаивания-промерзания грунта вокруг наземного трубопровода в условиях вечной мерзлоты / Н. А. Гаррис, З. Р. Кутлыева, Г. Н. Баева // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 6. – С. 46-55.

36 Гаррис, Н.А. Борьба с буграми пучения / Н. А. Гаррис, Э. А. Закирова // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15, № 2. – С. 73-78.

37 Гаррис, Н.А. О постановке задач регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода в районах распространения мерзлоты / Н. А. Гаррис, Э. А. Закирова // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 1-2. – С. 100-106.

38 Гаррис, Н.А. Ограничение ореола протаивания вокруг подземного трубопровода / Н. А. Гаррис // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1983. – № 60. – С. 45-47.

39 Гаррис, Н.А. Прогнозирование температурного режима нефтепровода на территории мерзлоты / Н. А. Гаррис, А. В. Журихина, С. А. Шамов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 2(142). – С. 115-126.

40 Гаррис, Н.А. Регламент эксплуатации магистрального трубопровода при условии сохранности окружающей среды / Н. А. Гаррис, С. А. Максимова // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 1. – С. 63-64.

41 Гаррис, Н.А. Третий принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания трубопроводов / Н. А. Гаррис, Э. А. Закирова // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 5. – С. 70-78.

42 Гаррис, Н.А. Учет тепла трения при расчете режима регулируемого теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом / Н. А. Гаррис, Э. А. Закирова, З. Р. Кутлыева // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15, № 1. – С. 108-113.

43 Гаррис, Н.А. Эксплуатация нефтепродуктопроводов в различных температурных режимах и нагрузках при условии сохранности экологической среды: диссертация ... доктора технических наук: 05.15.13. - Уфа, 1998. - 384 с.

44 Глухова, З.Р. Экспериментальное обоснование принципа строительства и эксплуатации наземного трубопровода самопогружением на мерзлоте / З. Р. Глухова, Н. А. Гаррис // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 2. – С. 94-104.

45 Глухова, З.Р. Экспериментальное обоснование проектирования и эксплуатации наземного трубопровода "на плаву" в районах вечномерзлых грунтов / З. Р. Глухова, Н. А. Гаррис // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18, № 1. – С. 92-101.

46 Голик, В.В. Имитационное моделирование нестационарных теплофизических процессов при мониторинге надежности магистральных нефтепроводов Арктики / В. В. Голик, Ю. Д. Земенков, М. Ю. Земенкова и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 2(146). – С. 89-103.

47 Голик, В.В. Теплофизическое моделирование процессов в грунтовых основаниях нефтепроводов Арктики и шельфа / В. В. Голик, М. Ю. Земенкова, Ю. Д. Земенков, Т. Г. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6. – С. 102-107.

48 Горелик, Я. Б. Предотвращение негативного влияния обводнения на температурный режим мерзлого основания насыпных сооружений / Я. Б. Горелик, И. В. Земеров, А. Х. Хабитов // Криосфера Земли. – 2023. – Т. 27, № 2. – С. 32-44.

49 ГОСТ 25100-2020 Грунты. Классификация. - М.: Межгосударственная науч.-техн. комиссия по стандартизации, техническому нормированию и сертификации в строительстве, 2020. - 38 с.

50 Гостева, А.В. Прогнозирование чрезвычайных ситуаций на магистральных газопроводах на основе результатов анализа риска / А. В. Гостева, Е. В. Глебова, А. Н. Черноплеков // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 9. – С. 68-70.

51 Гречищев, С.Е. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / С. Е. Гречищев, Е. С. Мельников, Л. Н. Хрусталева и др. – М.: ГЕОС, 2002. - 402 с.

52 Гречищев, С.Е. Геокриологический прогноз для Западно-Сибирской газоносной провинции / С. Е. Гречищев, Е. С. Мельников, Н. Г. Москаленко и др. - Новосибирск : Наука : Сибирское отделение, 1983. - 182 с.

53 Гречищев, С.Е. Криогенные физико-геологические процессы и их прогноз / С. Е. Гречищев, Л. В. Чистотинов, Ю. Л. Шур. – М.: Недра, 1980. - 383 с.

54 Губарьков, А. А. Инженерно-геологические изыскания и строительство нефтепровода "Ванкорское месторождение - НПС "Пурпе" / А. А. Губарьков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5(89). – С. 25-28.

55 Дерцакян, А.К. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. - М: Недра, 1978. - 167 с.

56 Димов, Л. А. Нефтепроводы на многолетнемерзлых грунтах: критерии выбора способа прокладки при проектировании / Л. А. Димов, И. Л. Димов // Геотехника. – 2014. – № 3. – С. 52-57.

57 Димов, Л.А. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности / Л. А. Димов, Е. М. Богушевская. - М.: Горная книга, 2010. – 392 с.

58 Димов, Л.А. О выборе способа прокладки нефтепроводов при строительстве на многолетнемерзлых грунтах / Л. А. Димов, И. Л. Димов // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2014. – № 5. – С. 29-32.

59 Димов, Л.А. Строительство нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах в южной части криолитозоны Центральной и Восточной Сибири / Л. А. Димов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 104-106.

60 Димов, Л.А. Учет взаимодействия магистральных трубопроводов с грунтовым основанием при расчете их устойчивости / Л. А. Димов, И. Л. Димов // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 2018. – № 1. – С. 17-21.

61 Долгих, Г.М. Строительство на вечномерзлых грунтах: проблемы качества / Г.М. Долгих, С.П. Вельчев // Геотехника. - 2010. - № 6. - С. 23-29.

62 Дубина, М.М. Теплообмен и механика взаимодействия трубопроводов и скважин с грунтами / М. М. Дубина, Б. А. Красовицкий. - Новосибирск : Наука : Сибирское отделение, 1983. - 133 с.

63 Евсеева, Н.С. Из истории изучения мерзлоты юго-востока Западной Сибири, ее типы и влияние на рельефообразование / Н. С. Евсеева, З. Н. Квасникова, М. А. Каширо // Геосферные исследования. – 2018. – № 3. – С. 71-87

64 Ершов, Э.Д. Общая геокриология / Э.Д. Ершов. - М.: Издательство Московского университета, 2002. - 683 с.

65 Жданов, Р.Р. Анализ рисков сооружения магистральных нефтепроводов при таянии многолетнемерзлых грунтов / Р. Р. Жданов, З. А. Гареева // Вестник экономики и менеджмента. – 2021. – № 3. – С. 19-23.

66 Железняк, М.Н. Газотранспортная система "Сила Сибири": современные проблемы и перспективы / М. Н. Железняк, С. И. Сериков, М. М.

Шац // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 4(62). – С. 48-56.

67 Железняк, М.Н. Геокриологические и геотехнические условия магистрального газопровода "Сила Сибири" на современном этапе завершения строительства / М. Н. Железняк, М. М. Шац // Газовая промышленность. – 2018. – № 8(772). – С. 86-91.

68 Железняк, М.Н. Геотемпературное поле и криолитозона юго-востока Сибирской платформы / М.Н. Железняк. - Новосибирск: Наука, 2005. - 223 с.

69 Железняк, М.Н. Нефтепровод "Восточная Сибирь - Тихий океан": современное состояние и перспективы / М. Н. Железняк, С. И. Сериков, М. М. Шац // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 3(61). – С. 29-33.

70 Закирова, Э.А. Как избежать выпучивания опор надземных трубопроводов в районах пучинистых грунтов / Э. А. Закирова, Н. А. Гаррис // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 2. – С. 85-92.

71 Земенков Ю.Д. Методика определения оптимальной толщины изоляции наземных трубопроводов / Ю. Д. Земенков, Б. В. Моисеев, С. М. Дудин, Н. В. Налобин // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 3. – С. 79-83.

72 Земенков, Ю.Д. Математическая модель температурного режима трубопроводов в вечномёрзлых грунтах / Ю. Д. Земенков, Б. В. Моисеев, К. Н. Илюхин, Н. В. Налобин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 4(94). – С. 96-99.

73 Земенков, Ю.Д. Математическое моделирование взаимодействия наземных трубопроводов с окружающей средой / Ю. Д. Земенков, Б. В. Моисеев, К. Н. Илюхин, Н. В. Налобин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 2(104). – С. 51-56.

74 Зотов, М. Ю. Опыт применения программных комплексов для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, прокладываемых на вечномёрзлых 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.

75 Зырянов, В.П. Исследование наземной прокладки магистральных трубопроводов в южной зоне вечной мерзлоты: диссертация ... кандидата технических наук: 05.00.00. - Ленинград, 1969. - 170 с.

76 Иванов, В. А. Экспериментальные исследования продольных перемещений труб в мерзлых и оттаивающих грунтах / В. А. Иванов, Е. С. Михаленко, С. М. Соколов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 2(92). – С. 77-81.

77 Иванов, И.А. Магистральные трубопроводы в районах глубокого сезонного промерзания пучинистых грунтов / И. А. Иванов, С. Я. Кушнир. - Санкт-Петербург : Недра, 2010. - 176 с.

78 Иванов, Ю.А. Тепловые режимы магистральных трубопроводов в водонасыщенных грунтах: автореферат дис. ... кандидата технических наук : 25.00.19 / Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. - Москва, 2003. – 22 с.

79 Карнаухов, Н.Н. Инженерные коммуникации в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири / Н. Н. Карнаухов, Б. В. Моисеев, О. А. Степанов, Н. А. Малюшин, Н. Н. Лещев. - Красноярск: Стройиздат, 1992. - 160 с.

80 Карнаухов, Н.Н. Механика мерзлых грунтов и принципы строительства нефтегазовых объектов в условиях Севера / Н. Н. Карнаухов и др. - М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. - 430 с.

81 Клементьев, С.Ф. Исследование общей устойчивости магистральных трубопроводов, сооружаемых на слабых и оттаивающих грунтах: диссертация ... кандидата технических наук : 05.15.07. – М., 1981. - 207 с.

82 Ковалевский, В.Б. Влияние сезонных изменений температуры грунта на условия эксплуатации нефтепровода ВСТО / В. Б. Ковалевский // Трубопроводный транспорт: Теория и практика. - 2007. - № 4 (10). - С. 70-73.

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

84 Кондратьев, В.Г. Мероприятия по изменению режима теплообмена на поверхности земли и их влияние на распределение температуры в грунте / В. Г. Кондратьев, А. Г. Перекупка, С. С. Примаков, А. С. Петрова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 122-125.

85 Кондратьев, В.Г. Охлаждение массива многолетнемерзлых грунтов в основании дорог путем регулирования природных потоков холода и тепла / В. Г. Кондратьев // Грунтоведение. – 2013. – № 1. – С. 34-48.

86 Кондратьев, В.Г. Технология дополнительного охлаждения массива многолетнемерзлых грунтов с подземным нефтепроводом / В. Г. Кондратьев, В. А. Бронников // Низкотемпературные и пищевые технологии в XXI веке: Материалы конференции, Санкт-Петербург, 17–20 ноября 2015 года. Том Часть 1. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики, 2015. – С. 465-468.

87 Конюхов, А.В. Проблемы и совершенствование строительства нефтепроводов в Арктических регионах / А. В. Конюхов, М. Г. Губайдуллин, А. А. Худякова. – Архангельск: ФГАОУ ВПО "Северный (Арктический) федеральный университет им. М. В. Ломоносова", 2011. - 128 с.

88 Копылов, И. С. Инженерно-аэрокосмический анализ территории трассы нефтепровода Кулумба-Тайшет / И. С. Копылов, К. С. Порозков // Аэрокосмические методы в геологии: Сборник научных статей по материалам Международной научно-практической конференции, Пермь, 05–06 декабря 2018 года / Главный редактор И.С. Копылов. Том Выпуск 1. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2019. – С. 228-238.

89 Корниенко, С.Г. Изучение современных трансформаций ландшафта на территории Уренгойского НГКМ по данным космической съемки [Электронный

ресурс] / С. Г. Корниенко, К. И Якубсон // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - 2010. - №1(1). - С. 1-16. - Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/kornienko.html>.

90 Коротков, А. А. Повышение точности расчета температуры стенки трубопровода, эксплуатируемого в сложных природно-климатических условиях / А. А. Коротков, А. С. Кислов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 118-120.

91 Кравченко, В.Ф. Трансаляскинский нефтепровод. – М.: ВНИИОЭНГ, 1979. - 60 с.

92 Кривошеин, Б. Л. Способы прокладки и эксплуатация трубопроводов в условиях вечной мерзлоты / Б. Л. Кривошеин, В. М. Агапкин, А. Д. Двойрис. – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – 111 с.

93 Кроник, Я.А. Анализ аварийности и безопасности геотехнических систем в криолитозоне / Я. А. Кроник // Материалы Пятой конференции геокриологов России : Пленарные доклады. Часть 1. Инженерная геокриология. Часть 2. Линейные сооружения в криолитозоне. Часть 3. Сезонно-действующие и охлаждающие системы в криолитозоне. Часть 4. Геофизические исследования в криолитозоне при строительстве, Москва, 14–17 июня 2016 года / МГУ имени М.В. Ломоносова. Том 1, Часть 1-4. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью Издательско-торговый дом "Университетская книга", 2016. – С. 104-113.

94 Кроник, Я.А. Динамика аварийности и безопасности природно-техногенных систем в криолитозоне // Материалы четвертой конференции геокриологов России. МГУ им. М.В. Ломоносова, 7- 9 июня 2011 года. Т. 3. – 285-292 с.

95 Крылов, В.Г. Тепловые режимы газопроводов, проложенных в условиях Западной Сибири / В. Г. Крылов, Т. П. Полетыкина, О. А. Степанов. - М.: ВНИИГазпром, 1990. – 35 с.

96 Кудрявцев, В.А. Принципы управления мерзлотными процессами / В. А. Кудрявцев, Э. Д. Ершов // Мерзлотные исследования. - М.: Издательство МГУ, 1969. - Выпуск 9.

97 Кузьбожев, А.С. Диагностирование устойчивости теплоизолированных газопроводов при эксплуатации на мерзлых грунтах / А. С. Кузьбожев, Т. И. Работинская, И. В. Шишкин и др. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № S1(43). – С. 98-103.

98 Кузьбожев, А.С. Моделирование промерзания и оттаивания мерзлых грунтов на участках арктических газопроводов при снижении функциональных показателей теплоизоляции труб / А. С. Кузьбожев, Т. И. Работинская, И. В. Шишкин и др. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № 2(44). – С. 193-198.

99 Кузьбожев, А.С. Прогнозирование оттаивания мерзлых грунтов на теплоизолированных участках газопроводов / А. С. Кузьбожев, Т. И. Работинская, И. В. Шишкин и др. // Технологии нефти и газа. – 2020. – № 5(130). – С. 60-64.

100 Кузьбожев, А.С. Расчетное моделирование параметров температурных полей в грунте, окружающем газопровод с дефектом теплоизоляционного покрытия / А. С. Кузьбожев, Т. И. Работинская, И. В. Шишкин и др. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № S1(43). – С. 61-66.

101 Кузьбожев, А.С. Совершенствование конструктивных решений по теплоизоляции газопроводов на мерзлых грунтах / А. С. Кузьбожев, Т. И. Работинская, И. В. Шишкин и др. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № S1(43). – С. 67-72.

102 Кутлыева, З.Р. Расчет регулируемого теплообмена наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхности / З. Р. Кутлыева, Н. А. Гаррис, О. А. Глухов // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 62-71.

103 Кутузова, Т.Т. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов в районах Крайнего Севера: учебное пособие / Т. Т. Кутузова, Ю. Д. Земенков, Е. Л. Чижевская и др. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 118 с.

104 Кутуков, С.Е. Эксплуатация магистральных трубопроводов, проложенных в районах распространения многолетнемерзлых грунтов: диссертация ... кандидата технических наук : 05.15.13. - Уфа. 1993. - 287 с.

105 Кутушева, А. Р. Современные способы защиты магистральных нефтепроводов при прокладке и эксплуатации магистральных нефтепроводов на участках многолетнемерзлых грунтов / А. Р. Кутушева // Гражданская оборона на страже мира и безопасности: Материалы V Международной научно-практической конференции, посвященной Всемирному дню гражданской обороны. В четырех частях, Москва, 01 марта 2021 года. Том Ч. II.. – Москва: Академия Государственной противопожарной службы МЧС России, 2021. – С. 293-297.

106 Кушнир С.Я. Анализ пространственных перемещений магистральных газопроводов с определением граничных зон / С. Я. Кушнир, М. Ю. Карнаухов, С. А. Пульников, Ю. С. Сысоев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 71-74.

107 Лисин, Ю. В. Мониторинг магистральных нефтепроводов в сложных геологических условиях / Ю. В. Лисин, А. А. Александров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2(10). – С. 22-27.

108 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 и др. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 1. – С. 3-7.

109 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, А. Е. Сощенко, В. В. Павлов, М. Ю. Зотов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3(15). – С. 68-71.

110 Лисин, Ю.В. Создание и реализация инновационных технологий строительства в проектах развития нефтепроводной структуры Западной Сибири (проекты "Пурпе – Самотлор", "Заполярье – Пурпе") / Ю. В. Лисин, А. Н. Сапсай, В. И. Суриков и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4(12). – С. 6-11.

111 Лисин, Ю.В. Технические решения по способам прокладки нефтепровода Заполярье - НПС "Пурпе" / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. И. Суриков и др. // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 1(13). – С. 24-28.

112 Лисин, Ю.В. Технические решения по температурной стабилизации многолетнемерзлых грунтов оснований объектов трубопроводной системы "Заполярье – НПС "Пурпе" / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко, В. В. Павлов и др. // Промышленное и гражданское строительство. – 2014. – № 1. – С. 65-68.

113 Лисин, Ю.В. Технологии магистрального нефтепроводного транспорта России / Ю. В. Лисин, А. Е. Сощенко. – М.: Недра, 2013. – 420 с.

114 Лыков, А.В. Тепломассообмен: Справочник / А. В. Лыков. - М.: Энергия, 1978. - 479 с.

115 Лютов, А.В. Инженерные коммуникации на вечноммерзлых грунтах / А. В. Лютов. - Л.: Стройиздат: Ленинградское отделение, 1981. - 144 с.

116 Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: Елима, 2004 г. - 1104 с.

117 Марахтанов, В.П. Оценка устойчивости и «агрессивности» ландшафтов северной тайги Западной Сибири, пересекаемых трассой газопровода Надым – Пунга // Norwegian Journal of development of the International Science. – 2019. – № 34. – С. 16-25.

118 Махутов, Н.А. Научные основы анализа и снижения рисков чрезвычайных ситуаций в районах Сибири и Севера / Н. А. Махутов, М. П. Лебедев, А. М. Большаков, М. М. Гаденин // Арктика: экология и экономика. – 2013. – № 4(12). – С. 004-015.

119 Мельников, Е.С. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Е. С. Мельников, С.Е. Гречищев. - М.: ГЕОС, 2002. - 402 с.

120 Моисеев, Б.В. Тепловые расчеты трубопроводов различного назначения: учебное пособие / Б. В. Моисеев, Ю. Д. Земенков, М. Ю. Земенкова и др. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – 83 с.

121 Морозов, В.Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях / В. Н. Морозов. - Ленинград: Недра: Ленинградское отделение, 1987. – 122 с.

122 Муравин, Е.Л. Анализ проектирования и эксплуатации магистральных трубопроводов на Таймыре / Е.Л. Муравин, В.П. Чирков // Трубопроводный транспорт: Теория и практика. - 2010. - №6(10). - С. 8-14.

123 Мустафин, Ф.М. Способы прокладки трубопроводов с применением обсыпки специально обработанными грунтами / Ф. М. Мустафин // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2003. – № 1. – С. 14.

124 Муталова, Л.М. Анализ проблем прокладки нефтепроводов на вечной мерзлоте / Л. М. Муталова, Ф. М. Мустафин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 5-6. – С. 20-22.

125 Муталова, Л.М. Совершенствование способа прокладки нефтепроводов в районах распространения мерзлых грунтов / Л. М. Муталова, Ф. М. Мустафин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 4. – С. 56-59.

126 Нечаев, Д.А. Оценка опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода «Чаянда-ВСТО» / Д. А. Нечаев, Л. А. Строкова // Разведка и охрана недр. – 2023. – № 3. – С. 53-59.

127 Новиков, П.А. Оценка результатов прогнозирования ореола оттаивания вокруг трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / П. А. Новиков, А. А. Александров, В. И. Ларионов // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия Естественные науки. – 2013. – № 1(48). – С. 73-81.

128 Новоселов, В.В. Оценка напряженно-деформированного состояния газопровода в условиях обратного промерзания грунта, характеризующегося пучением / В.В. Новоселов, А.С. Бачериков // Проблемы эксплуатации и ремонта промысловых и магистральных трубопроводов. Сборник научных трудов. - Тюмень. - 1999. - С. 94-96.

129 Новоселов, В.В. Тепловые режимы магистральных трубопроводов в сложных геогидрологических условиях прокладки: автореферат дис. ... доктора технических наук: 05.15.13. - Уфа, 1996. - 44 с.

130 Новоселов, В.В. Теплообмен подземных трубопроводов с внешней средой в сложных условиях / В.В. Новоселов, П.И. Тугунов. - М.: ВНИИЭГазпром, 1992. - 148 с.

131 Оберман, Н.Г. Глобальное потепление и изменения криолитозоны Печоро-Уральского региона / Н. Г. Оберман // Разведка и охрана недр. – 2007. – № 4. – С. 63-68.

132 Оберман, Н.Г. Прогнозирование деградации многолетнемерзлых пород на примере Европейского Северо-Востока страны / Н. Г. Оберман, А. М. Лыгин // Разведка и охрана недр. – 2009. – № 7. – С. 15-20.

133 Одишария, Г.Э. Техничко-технологические решения по обеспечению устойчивости и надежности магистральных газопроводов северных районов страны / Г.Э. Одишария // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». - 2018. - Спецвыпуск. - С. 101-114.

134 Павлов, А.В. Мониторинг сезонноталого слоя и температуры мерзлого грунта на севере России / А. В. Павлов, Г. В. Ананьева, Д. С. Дроздов и др. // Криосфера Земли. – 2002. – Т. 6, № 4. – С. 30-39.

135 Павлов, В.В. Прогноз температурного режима грунтов оснований опор трубопровода надземной прокладки для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы "Заполярье - НПС "Пурпе" / В. В. Павлов, Ю. В. Богатенков, М. Ю. Зотов, А. Н. Петелин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 2(104). – С. 70-77.

136 Пазиняк, В.В. Экспериментальные исследования устойчивости трубопроводов на крупномасштабной грунтовой модели / В. В. Пазиняк, Н. Б. Кутвицкая, М. А. Минкин // Криосфера Земли. – 2006. – Т. 10, № 1. – С. 51-55.

137 Патент № 2231710 Российская Федерация, МПК F17D 1/00 (2006.01). Способ транспортировки газа по трубопроводу : № 2003119637/06 : заявл. 02.07.2003 : опубл. 27.06.2004 / Ананенков А.Г., Андреев О.П., Завальный П.Н., Козлов А.Н., Пустовойт Г.П., Ставкин Г.П., Хренов Н.Н. – 5 с.

138 Патент № 2360063 Российская Федерация, МПК E01C 3/06 (2006.01), E02D 17/18 (2006.01). Насыпь на мерзлом грунте : № 2008109673/03 : заявл. 11.03.2008 : опубл. 27.06.2009 / Трофимов В.И., Кондратьев В.Г. – 6 с.

139 Половков, С.А. Системный подход при разработке мероприятий по предупреждению и локализации последствий аварий на нефтепроводах в арктической зоне РФ / С. А. Половков, Р. Ю. Шестаков, И. Р. Айсматуллин, В. Н. Слепнев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7, № 1. – С. 20-29.

140 Попов, А.П. Управление геотехническими системами газового комплекса в криолитозоне. Прогноз состояния и обеспечение надежности: автореферат дис. ... доктора технических наук : 25.00.36 / Институт криосферы. - Тюмень, 2005. - 48 с.

141 Порхаев, Г.В. Прогнозирование температурного режима вечномерзлых грунтов на застраиваемых территориях. - Ленинград: Стройиздат. Ленинградское отделение, 1980. - 111 с.

142 Порхаев, Г.В. Тепловое взаимодействие зданий и сооружений с вечномерзлыми грунтами. - М.: Наука, 1970. – 208 с.

143 Работинская, Т. И. Стендовое моделирование процессов теплообмена в системе «газопровод - теплоизоляция - грунт» / Т. И. Работинская, А. С. Кузьбожев // Нефтегазовый терминал : Сборник научных трудов международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина, Тюмень, 15 марта 2020 года / Под общей редакцией М.А. Александрова. Том Выпуск 18. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 198-201.

144 Работинская, Т.И. Расчетное моделирование сезонного изменения температурных полей в мерзлом грунте, окружающем теплоизолированный газопровод / Т. И. Работинская, И. В. Шишкин, А. С. Кузьбожев // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 139-142.

145 РД 39-0147103-386-87. Выбор расчетных значений коэффициента теплопроводности грунта при проектировании трубопроводов / П.И. Тугунов, Н.А. Гаррис, В.В. Новоселов и др. - Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987. - 26 с.

146 РД 39Р-00147105-027-02. Инструкция по прокладке трубопроводов в обсыпке из гидрофобизированных грунтов: утв. ГУП «ИПТЭР»: дата введения 2002-07-18. - Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2002. - 45 с.

147 РД-23.040.00-КТН-084-18. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Линейная часть магистрального трубопровода. Нормы проектирования. - 246 с.

148 Рекомендации по проектированию и расчету малозаглубленных фундаментов на пучинистых грунтах / НИИ оснований и подземных сооружений им. Н. М. Герсеванова. - М.: НИИОСП, 1985. - 60 с.

149 Романюк, Е. В. Оценка типовых методик расчета глубины оттаивания ореолов грунта под трубопроводами в условиях вечной мерзлоты / Е. В. Романюк, А. М. Нечваль // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса: материалы Международной молодежной научной конференции, Уфа, 19–24 декабря 2016 года. – Уфа: Башкирский государственный университет, 2016. – С. 249-255.

150 Руководство по проектированию оснований и фундаментов на вечномерзлых грунтах / НИИ оснований и подземных сооружений им. Н.М. Герсеванова. - М.: Стройиздат, 1980. - 305 с.

151 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.

152 Сарычев, И.Л. Влияние протяженности подводного перехода на деформирование газопровода с положительной плавучестью / И. Л. Сарычев, А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 4. – С. 146-150.

153 Смирнов, В.В. Повышение надежности эксплуатации надземных магистральных нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах / В.В. Смирнов, Ю.Д. Земенков // Нефть и газ: Отдельный выпуск Горного информационно-аналитического бюллетеня (научно-технического журнала). - М.: Горная книга. - 2013. - № ОВЗ. - С. 197-208.

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

155 Соколов, С.М. Исследование сопротивления торфяного грунта засыпки вертикальным перемещениям трубопровода при применении геотекстильных материалов / С.М. Соколов // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №5. - С.78-79.

156 Соколов, С.М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промысловых трубопроводов / С.М. Соколов // Нефтяное хозяйство. - 2008. - №10. - С. 126-127.

157 Соколов, С.М. Определение зоны оттаивания под тепловыделяющими сооружениями при точной формулировке нижнего граничного условия / С.М. Соколов, Е.И. Ткаченко, Ю.С. Даниэлян // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №12. - С. 128-129.

158 Соколов, С.М. Разработка и экспериментальное обоснование методики расчета осадки торфяного основания / С.М. Соколов // Известия вузов. Нефть и газ. - 2008. - №3. - С. 53-58.

159 Соколов, С.М. Теоретические основы новых методов сооружения нефтепромысловых трубопроводов в условиях Западной Сибири: диссертация ... доктора технических наук: 25.00.19. - Тюмень, 2009. - 357 с.

160 СП 131.13330.2020. СНиП 23-01-99* Строительная климатология: дата введения: 2013-01-01 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 28.05.2023).

161 СП 24.13330.2011. Свайные фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 2.02.03-85: дата введения: 2011-05-20 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 28.05.2023).

162 СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88: дата введения: 2021-07-01// СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 28.05.2023).

163 СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*: дата введения: 2013-07-01 // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 28.05.2023).

164 СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов: дата введения: 2005-12-30. – М.: Издательский Дом Полиграфия, 2006. – 196 с.

165 Стрижков, С.Н. О необходимости оптимизации геотехнического мониторинга на объектах с системами термостабилизации / С.Н. Стрижков, Н.А. Скорбилин // Трубопроводный транспорт: теория и практика. - 2011. - № 6. - С. 21-25.

166 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. – Т. 326, № 4. – С. 41-55.

167 Строкова, Л.А. Роль опасных геологических процессов при эксплуатации нефтепровода "Чаянда-ВСТО" / Л. А. Строкова, Д. А. Нечаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 9. – С. 86-98.

168 Суриков, В.И. Технические решения по теплоизоляции линейной части трубопроводной системы Заполярье – Пурпе / В. И. Суриков, П. О. Ревин, И. Я. Фридлянд // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 1(9). – С. 12-16.

169 Тугунов, П.И. Нестационарные режимы перекачки нефтей и нефтепродуктов / П. И. Тугунов. – М.: Недра, 1984. - 224 с.

170 Ухов, С.Б. Механика грунтов, основания и фундаменты / С.Б. Ухов. - М.: Высшая школа, 2004. - 566с.

171 Харионовский, В.В. Анализ надёжности газопроводов на основе их диагностики // Надёжность и диагностика газопроводных конструкций. - М.: ВНИИГАЗ, 1996. - С. 3-12.

172 Харионовский, В.В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский. - М.: Недра, 2003. - 466 с.

173 Харионовский, В.В. Несущая способность участков газопроводов в непроектном положении / В.В. Харионовский, И.Н. Курганова, Б.А. Клюк // Газовая промышленность. - 1987. - №6. - С. 32-35.

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

175 Хасанов, И. И. Геокриологическая характеристика грунта по трассе нефтепровода Мохэ - Дацин / И. И. Хасанов, Р. А. Шакиров, Ю. Лю // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. – № 3. – С. 33-36.

176 Хренов, Н.Н. Газопроводы Севера Западной Сибири: всплытие или выпучивание / Н.Н. Хренов, В.В. Шеремет, А.Н. Козлов, Г.П. Пустовойт // Газовая промышленность. - 2001. - № 8. - С. 35-37.

177 Хренов, Н.Н. Основы комплексной диагностики северных трубопроводов: наземные исследования / Н. Н. Хренов. – М.: Газоил пресс, 2005. – 607 с.

178 Хренов, Н.Н. Предложения к температурному режиму транспорта газа по холодным газопроводам / Н. Н. Хренов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 3(26). – С. 11-17.

179 Хренов, Н.Н. Проблемы обеспечения надежности газопроводов в криолитозоне Западной Сибири / Н.Н. Хренов // Криосфера Земли. – 2005. - т. IX, № 1. - С. 81-88.

180 Хренов, Н.Н. Сооружение северных трубопроводов. Взаимодействие с многолетнемерзлыми грунтами в макетах и на трассе [Электронный ресурс] / Н.Н. Хренов // Neftegaz.Ru. - 2010. - № 3 (39). - Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/development/332143-sooruzhenie-severnoykh-truboprovodov-vzaimodeystvie-s-mnogoletnemerzlymi-gruntami-v-maketakh-i-na-tra/>

181 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.

182 Хрусталева, Л.Н. Методика оценки надежности магистральных нефтепроводов / Л. Н. Хрусталева, М. Ю. Чербунина // Криосфера Земли. – 2010. – Т. 14, № 3. – С. 69-76.

183 Хрусталева, Л.Н. Надежность северной инфраструктуры в условиях меняющегося климата / Л. Н. Хрусталева, С. Ю. Пармузин, Л. В. Емельянова. – М.: Университетская книга, 2011. - 259 с.

184 Хрусталева, Л.Н. Основы геотехники в криолитозоне / Л.Н. Хрусталева. - М.: Издательство МГУ, 2005. - 544 с.

185 Хрусталева, Л.Н. Прогноз теплового и механического взаимодействия инженерных сооружений с многолетнемерзлыми грунтами в примерах и задачах / Л. Н. Хрусталева, Л. В. Емельянова. – Москва-Берлин : Директ-Медиа, 2019. – 163 с.

186 Хрусталева, Л.Н. Расчет инженерных сооружений на многолетнемерзлых грунтах / Л. Н. Хрусталева. – Москва-Берлин: ООО «Директ-Медиа», 2021. – 124 с.

187 Цытович, Н.А. Механика грунтов / Н.А. Цытович. - М.: Гос.изд.литературы по строительству, архитектуре и стр.матер., 1963. - 636 с.

188 Шамова, С.А. Экспериментальное обоснование возможности регулирования ореола протаивания вокруг трубопровода, проложенного в мерзлой насыпи / С. А. Шамова, Н. А. Колоколова, Н. А. Гаррис // Нефтегазовое дело. – 2013. – Т. 11, № 4. – С. 122-126.

189 Шац, М.М. Газопровод «Сила Сибири». Перспективные проблемы [Электронный ресурс] // Информационный ресурс для инженеров-изыскателей. - Режим доступа: <http://www.geoinfo.ru>

190 Шац, М.М. Геоэкологические проблемы нефтегазовой отрасли Якутии / М.М. Шац // Промышленная безопасность и экология. - 2009. - №10 (43). - С. 36-42.

191 Шац, М.М. Природа Якутии и мегапроекты / М.М. Шац // Наука и техника в Якутии. - 2009. - №2 (17). - С. 42-46.

192 Шишкин, И.В. Развитие методов оценки устойчивости газопроводов в многолетнемерзлых грунтах: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.19. - Ухта, 2014. - 23 с.

193 Шмелев, Д. Российские магистральные трубопроводы на мерзлоте: практика изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации / Д. Шмелев, Ю. Станиловская, Э. Грин, П. Добуан // Материалы пятой конференции геокриологов России МГУ имени М.В. Ломоносова, 14-17 июня 2016 г. Том 1. Части 1-4. – М.: МГУ. - 2016. - С. 235-240.

194 Юфин, В.А. Влияние теплофизических характеристик грунтов на режимы эксплуатации магистральных трубопроводов / В. А. Юфин, Б. Л. Кривошеин, В. М. Агапкин, Н. Я. Куревлева. – М.: [ВНИИЭгазпром], 1974. - 69 с.

195 Якупов, А.У. Анализ зависимости распределения температуры нефти по радиусу нефтепровода при остановке перекачки / А. У. Якупов, Ю. Д. Земенков, Т. Г. Пономарева и др. // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 144-147.

196 Якупов, А.У. Оценка влияния сезонно-действующих охлаждающих устройств на время безопасной остановки нефтепровода / А. У. Якупов, Д. А. Черенцов, К. С. Воронин, Ю. Д. Земенков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3(135). – С. 120-126.

197 Ястребов, А.Л. Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности в Арктической Аляске / А. Л. Ястребов, Р. Э. Фриман, П. П. Бородавкин. - М.: ВНИИЭгазпром, 1973. - 50 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Теплогидравлическая устойчивость магистрального нефтепровода

Работа наземного трубопровода в насыпи на мерзлом основании, сформированным многолетнемерзлыми породами, определяется характером теплообмена между перекачиваемой нефтью и окружающей средой, и для ее оценки нужен критерий тепловой устойчивости. При выполнении условия тепловой устойчивости трубопровода достигается и гидравлическая устойчивость. Все точки стационарной совмещенной характеристики работы трубопровода и насоса являются устойчивыми [12].

Согласно понятиям тепловой устойчивости и критерия тепловой устойчивости, предложенным Адиутори Е.Ф. [2], устойчивость работы установки – это способность установки сопротивляться (малым) возмущениям, которые стремятся изменить величину теплового потока в ней. То есть после снятия возмущения установка должна вернуться к прежнему стационарному режиму работы.

Согласно этому определению для остановки прогрессирующего таяния мерзлоты под трубопроводом необходимо рассмотреть способность наземного трубопровода в насыпи противодействовать возмущениям, которые стремятся изменить величину теплового потока от перекачиваемой горячей нефти в окружающую среду. Таким образом, необходимо доказать, что трубопровод работает при стационарном режиме, температура и расход не изменяются во времени.

Стационарность теплового и гидравлического режимов оценивается временем тепловой релаксации (стабилизации). Время тепловой релаксации велико, так как грунт обладает большой теплоаккумулирующей способностью, на практике время подогрева грунта до установления квазистационарного состояния колеблется от нескольких суток до нескольких недель, поэтому такая система вполне может противодействовать малым возмущениям [169].

Теплообмен наземного нефтепровода в насыпи длиной dx с окружающей средой при установившемся режиме перекачки описывается уравнением теплового баланса (1)

$$-Q \cdot \rho \cdot c \cdot dt = K_B \cdot \pi \cdot D \cdot (t - t_B) \cdot \frac{\beta_K}{360} \cdot dx + K_H \cdot \pi \cdot D \cdot (t - t_e) \cdot \frac{360 - \beta_K}{360} \cdot dx - Q \cdot \rho \cdot g \cdot i \cdot dx, \quad (1)$$

где Q и D – производительность и внутренний диаметр трубопровода;

c, ρ – теплоемкость, плотность нефти при температуре перекачки;

K_B – коэффициент теплопередачи для теплового потока, идущего от стенки трубопровода в воздух;

K_H – коэффициент теплопередачи для теплового потока, идущего от стенки трубопровода в грунт;

β_K – конструктивный параметр насыпи;

i – гидравлический уклон;

t – температура нефти в любом сечении трубопровода до воздействия возмущения;

t_B – температура воздуха;

t_e – температура грунта на глубине заложения оси трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии.

В условиях мерзлоты перекачка возможна и рекомендуется [43] только при температурах, близких к 0°C . При определенном сочетании параметров (относительно низкие температуры перекачки, значительные скорости перекачки и т.п.) возможно равенство потерь тепла трубопроводом в окружающую среду q_o и тепловыделения нефти вследствие вязкого трения q_n . Перекачка в этом случае характеризуется изотермичностью течения при температуре $t = \text{const}$, превышающей температуру окружающей среды. Левая часть уравнения (1) в таком случае равна 0, т.к. $dt = 0$.

Уравнение теплового баланса (1) принимает вид (2)

$$K_B \cdot \pi \cdot D \cdot (t - t_B) \cdot \frac{\beta_K}{360} + K_H \cdot \pi \cdot D \cdot (t - t_e) \cdot \frac{360 - \beta_K}{360} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot i, \quad (2)$$

$$q_{\text{п}} = q_{\text{тр}} = Q \cdot \rho \cdot g \cdot i = \rho \cdot g \cdot \beta \cdot \frac{Q^{3-m} \cdot \nu_*^m \cdot \exp[-u \cdot m \cdot (t - t_*)]}{D^{5-m}}, \quad (3)$$

$$q_0 = K_{\text{в}} \cdot \pi \cdot D \cdot (t - t_{\text{в}}) \cdot \frac{\beta_{\text{к}}}{360} + K_{\text{н}} \cdot \pi \cdot D \cdot (t - t_{\text{е}}) \cdot \frac{360 - \beta_{\text{к}}}{360}. \quad (4)$$

где ν_* – кинематическая вязкость нефти при температуре t_* ;

u – коэффициент крутизны вискограммы;

β, m – числовые коэффициенты в обобщенной формуле Лейбензона, величина которых зависит от режима течения нефти и зоны трения.

Распределение температур при изотермической перекачке нефти по трубопроводу в мерзлоте соответствует Рисунку 1, а.

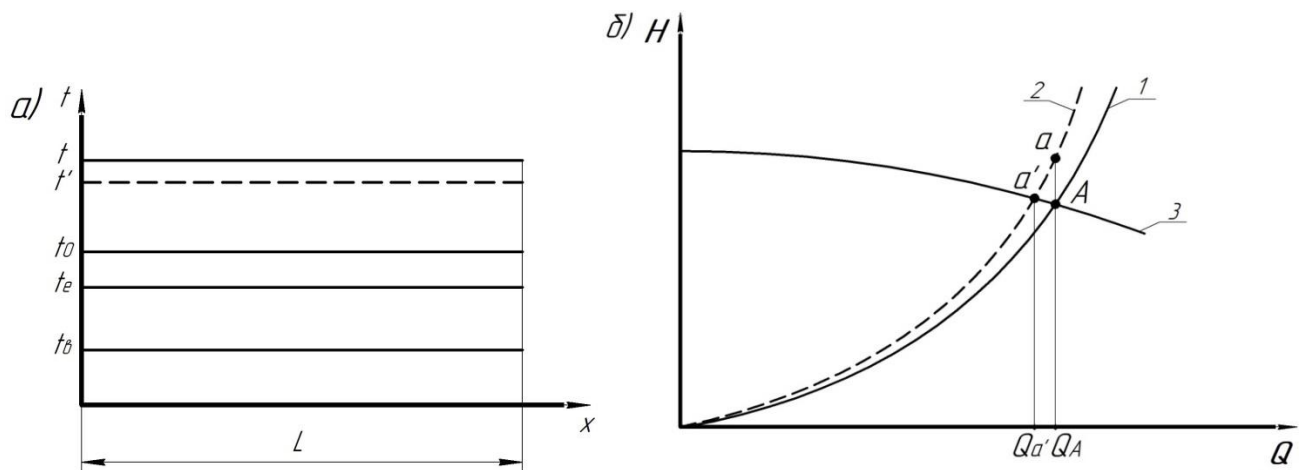


Рисунок 1 – а) распределение температур при изотермической перекачке нефти по трубопроводу в мерзлоте (t_0 – температура плавления льда); б) совмещенная характеристика трубопровода и насоса: 1 – стационарная характеристика трубопровода при температуре t , 2 – мгновенная характеристика трубопровода при температуре t' ; 3 – характеристика насоса

Рассмотрим влияние малого изменения температуры стенки на тепловой поток, подводимый к стенке трубопровода теплоносителем $q_{\text{п}}$ (3) и отводимый от нее в окружающую среду q_0 (4) при изотермическом режиме перекачки, который рекомендуется для трубопроводов в мерзлоте.

Величина расхода нефти по трубопроводу определяется рабочей точкой А с параметрами работы Q_A, t по совмещенной характеристике трубопровода и

насосов (Рисунок 1, б). В результате кратковременного возмущения температура стенки трубы понижается до уровня t' . Гидравлическое сопротивление трубопровода растет, характеристика трубопровода становится круче. Поэтому после снятия возмущения рабочая точка не попадет в положение А. Для продолжения перекачки с прежним расходом необходимо, чтобы насос развивал напор H_a (определяемый точкой а), но насос не может обеспечить такого напора. Поэтому балансовой будет точка a' с параметрами работы $Q_{a'}$, t' , определяемая пересечением данной характеристики трубопровода 2 (при температуре $t' < t$) с насосной характеристикой 3. Так, под действием малого возмущения температура нефтепровода и его производительность понизились $t' < t$, $Q_{a'} < Q_A$. Но если после кратковременного воздействия температура стенки трубопровода t' будет стремиться к первоначальному значению t , то можно считать, что система теплоустойчивая и производительность нефтепровода восстановится.

Таким образом, рассмотрение и решение различных задач нестационарного теплообмена для наземного трубопровода на мерзлоте следует выполнять с помощью динамических характеристик. Стационарную характеристику следует рассматривать как опорную, характеризующую устойчивые режимы работы, к которым стремится система в результате любого нестационарного перехода.

Критерий тепловой устойчивости для трубопровода в общей форме:

$$\frac{dq_{\Pi}}{dt} < \frac{dq_o}{dt}, \quad (5)$$

$$\frac{dq_{\Pi}}{dt} = \frac{d}{dt} \left\{ \rho \cdot g \cdot \beta \cdot \frac{Q^{3-m} \cdot v_*^m \cdot \exp[-u \cdot m \cdot (t - t_*)]}{D^{5-m}} \right\}, \quad (6)$$

$$\frac{dq_o}{dt} = K_B \cdot \pi \cdot D \cdot \frac{\beta_K}{360} + K_H \cdot \pi \cdot D \cdot \frac{360 - \beta_K}{360}. \quad (7)$$

Расход жидкости по трубопроводу определяется рабочей точкой А на рисунке 1, б. Аппроксимируя насосную характеристику уравнением (8)

$$H = a - b \cdot Q^{2-m} \quad (8)$$

и с учетом равенства (9)

$$Q = \left(\frac{a - H}{b} \right)^{\frac{1}{2-m}} \quad (9)$$

получаем:

$$\frac{dq_{\Pi}}{dt} = \frac{d}{dt} \left\{ \left(\frac{a - H}{b} \right)^{\frac{3-m}{2-m}} \cdot \frac{\rho \cdot g \cdot \beta \cdot v_*^m \cdot \exp[-u \cdot m \cdot (t - t_*)]}{D^{5-m}} \right\},$$

$$\frac{dq_{\Pi}}{dt} = \left(\frac{a - H}{b} \right)^{\frac{3-m}{2-m}} \cdot \frac{\rho \cdot g \cdot \beta \cdot v_*^m \cdot \exp[-u \cdot m \cdot (t - t_*)]}{D^{5-m}} \cdot (-u \cdot m) < \frac{dq_o}{dt}. \quad (10)$$

Как видно, после кратковременного изменения режима теплообмена баланс тепла восстанавливается и система трубопровод – мерзлый грунт возвращается в исходное состояние.

Условие (5) выполняется для случая оборудования насосной станции центробежными агрегатами при эксплуатации нефтепровода в мерзлоте и является критерием теплогидравлической устойчивости системы.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Сравнительная оценка вариантов расчета оптимального режима эксплуатации без учета осадки трубопровода

Рассмотрим расчет регулируемого теплообмена наземного нефтепровода диаметром 0,530 м, проложенного в насыпи в условиях вечной мерзлоты. Необходимо найти вариант стабильного теплогидравлического режима путем подбора параметров α , R'_0 и R''_0 , при котором температура перекачки нефти в течение года остается постоянной.

Определим характеристики насыпи и исходные данные для расчета:

1. Ширина насыпи поверху $l_b = 1,5$ м, угол откоса насыпи $\alpha = 39^\circ$.
2. Высота слоя засыпки по исходным данным $h_{зас} = 0,8$ м.
3. Глубина заложения оси трубопровода равна $h_0 = 1,065$ м.
4. Высота насыпи $h_n = 1,33$ м.
5. Ширина насыпи понизу $l_n = 4,785$ м.
6. Ширина насыпи в сечении на уровне оси трубы l_0 по формуле (2.10):

$$l_0 = \frac{1,5 \cdot (1,33 - 1,065) + 4,785 \cdot 1,065}{1,33} = 4,13 \text{ м.}$$

7. Конструктивный параметр β (определяется углом естественного откоса грунта):

$$\beta = 2 \cdot 39^\circ = 78^\circ.$$

8. Температуру грунта на глубине заложения оси трубопровода h_0 примем согласно таблице 3.1, температуру воздуха, скорость ветра и высоту снежного покрова примем согласно данным таблицы 3.2.

9. Частота изменения радиуса ореола протаивания по формуле (2.3.3):

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = \frac{2 \cdot 180}{12} = 30^\circ/\text{мес};$$

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = \frac{2 \cdot \pi}{365 \cdot 24 \cdot 3600} = 1,992 \cdot 10^{-7} \text{ рад/с};$$

10. Определим диапазон подбора R'_0 и R''_0 , задав минимальный и максимальный радиусы ореола протаивания согласно пункту 3:

$R_H = 0,265$ м, $h_0 = 1,065$ м, следовательно:

$$R_{0min} = 0,3 \text{ м,}$$

$$R_{0max} = 1,0 \text{ м,}$$

Тогда, согласно алгоритму на рисунке 3.2:

$$0,3 < R'_0 < 1,0 \text{ м,}$$

$$0 < R''_0 < 0,35 \text{ м.}$$

Сделаем расчет для первого месяца $\tau = 1$ для случая, когда $R'_0 = 0,5$ м, $R''_0 = 0,15$ м и сдвиг по фазе $\alpha = 0^\circ$.

11. Радиус ореола протаивания R_0 по формуле (2.3):

$$R_0 = R'_0 + R''_0 \cos(\omega\tau - \alpha) = 0,5 + 0,15 \cdot \cos(30 \cdot 1 - 0) = 0,63 \text{ м.}$$

12. Скорость перемещения границы протаивания-промерзания по формуле (2.4):

$$\frac{dR_0}{d\tau} = -R''_0 \cdot \omega \cdot \sin(\omega\tau - \alpha) = -0,5 \cdot 30 \cdot \sin(30 \cdot 1 - 0) = -1,49 \cdot 10^{-8} \text{ м/с.}$$

13. Коэффициент теплоотдачи от поверхности насыпи в воздух α_B по формуле (2.22):

$$\alpha_B = (5,3 + 3,6 \cdot 4,19) \cdot 1,163 = 23,798 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C).}$$

14. Эквивалентная глубина заложения оси трубопровода в грунт $H_э$ по формуле (2.18):

$$H_э = h_0 + \frac{\lambda_M}{\alpha_B} + \frac{\lambda_M}{\lambda_{CH}} \delta_{CH} = 1,065 + \frac{1,85}{23,798} + \frac{0,384}{0,35} \cdot 1,85 = 3,172 \text{ м.}$$

15. Величина диаметра кольца насыпи D_K по формуле (2.9):

$$D_K = 1,13 \sqrt{(l_B + l_0) h_0} = 1,13 \cdot \sqrt{(1,5 + 4,13) \cdot 1,065} = 2,767 \text{ м.}$$

16. Диаметр эквивалентного кольца насыпи $D_э$ по формуле (2.21):

$$D_э = D_K + 2 \cdot \left(\frac{\lambda_M}{\lambda_{CH}} \delta_{CH} + \frac{\lambda_M}{\alpha_B} \right) = 2,767 + 2 \cdot \left(\frac{0,384 \cdot 1,85}{0,35} + \frac{1,85}{23,798} \right) = 6,982 \text{ м}$$

17. Температура t наружной поверхности трубопровода по формуле (2.24):

$$t = \left[335000 \cdot 1800 \cdot \frac{(0,4 - 0,04)}{0,4 + 1} \cdot (-1,49 \cdot 10^{-8}) + \frac{1,85 \cdot (0 - (-31,4))}{0,63 \cdot \ln \frac{6,982}{2 \cdot 0,63}} \cdot \frac{78}{360} + \frac{1,85 \cdot (0 - (-5,91))}{0,63 \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,172}{2 \cdot 0,63}} \cdot \frac{(360 - 78)}{360} \right] \cdot \frac{0,63 \cdot \ln \frac{2 \cdot 0,63}{0,53}}{1,65} + 0 = 5,03 \text{ } ^\circ\text{C}$$

18. Производится расчет температуры трубопровода для оставшихся месяцев, определяются минимальное и максимальное значения температуры в течение годового периода эксплуатации.

Далее меняем R'_0 от 0,3 до 1,0 с шагом 0,1, R''_0 от 0 до 0,35 с шагом 0,01 и параметр α от 0° до 360° с шагом 30° . По полученным результатам расчета выбираем оптимальный режим эксплуатации, при котором температура перекачки в течение года будет постоянна.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Моделирование теплового режима трубопровода на мерзлоте согласно сбалансированному теплообмену

Моделирование теплового режима трубопровода в насыпи, проложенного на мерзлых грунтах, проведено в ПК Plaxis 2D с применением функций модуля Thermal. При моделировании принято допущение, что трубопровод зафиксирован, т.е. не оседает. Целью работы является демонстрация ограничения зоны оттаивания под трубопроводом при условии сбалансированного теплообмена, сравнение ореолов оттаивания, полученных при моделировании и расчетным путем.

В качестве исходных данных для моделирования взяты данные из примера 2.1. Для построения расчетной модели использовался массив грунта размерами 8,5 x 10 м (Рисунок 1).

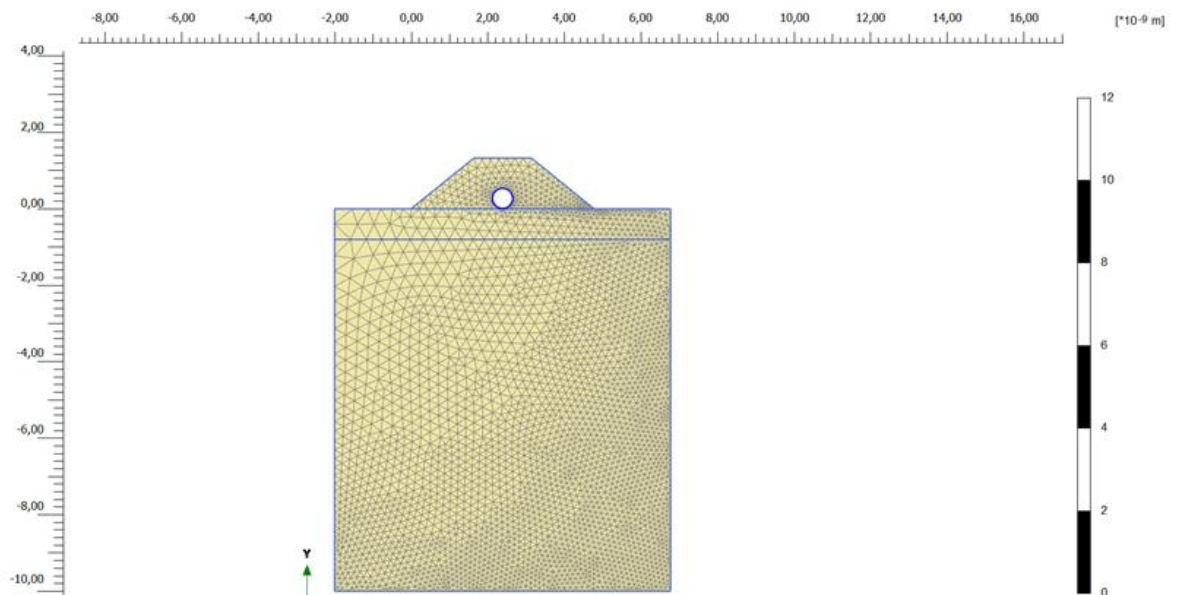


Рисунок 1 - Общий вид расчетной модели

В качестве грунта использовался песок с характеристиками, представленными в Таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики модели грунта

Параметр	Обозначение	Sand (Песок)	Единица измерения
General (Общие свойства)			
Модель грунта	—	Mohr-Coulomb	—
Тип поведения материала	—	Drained (Дренированный)	—
Удельный вес грунта выше уровня грунтовых вод	γ_{unsat}	18	кН/м ³
Удельный вес грунта ниже уровня грунтовых вод	γ_{sat}	18	кН/м ³
Начальный коэффициент пористости	e_{init}	0,5	—
Mechanical (Механические параметры)			
Модуль Юнга	E'_{ref}	$25 \cdot 10^3$	кН/м ²
Коэффициент Пуассона	ν	0,2	—
Модуль сдвига	G	$10,42 \cdot 10^3$	кН/м ²
Касательный одеметрический модуль при первичном нагружении	E_{oed}	$27,78 \cdot 10^3$	кН/м ²
Сцепление	c'_{ref}	3	кН/м ²
Угол внутреннего трения	φ'	30	°
Угол дилатансии	ψ	0	°
Скорость волны сдвига	V_s	75,35	м/с
Скорость волны сжатия	V_p	123	м/с
Groundwater (Грунтовая вода)			
Classification type (Тип классификации)	—	Standard (Стандартный)	—
Soil class (Класс грунта)	—	Medium (Средний)	—

Параметр	Обозначение	Sand (Песок)	Единица измерения
Flow parameters - Use defaults (Фильтрационные параметры - Использовать по умолчанию)	—	None (Нет)	—
Проницаемость по горизонтали	k_x	1	м/сут
Проницаемость по вертикали	k_y	1	м/сут
<i>Thermal (Тепловые свойства)</i>			
Удельная теплоемкость	c_s	750	кДж/т/К
Теплопроводность	λ_s	2,28	кВт/м/К
Плотность	ρ_s	2,68	т/м ³
Solid thermal expansion (Тепловое расширение материала)	—	Volumetric (Объемное)	—
Тепловое расширение	α_s	0	1/К
Unfrozen water content (Содержание незамерзшей воды)	—	User defined (Пользовательская) (см. табл. ниже)	—
<i>Interfaces (Интерфейсы)</i>			
Strength determination (Определение прочности)	—	Rigid (Жесткий)	—
Сопротивление теплообмену	R	0	м ² К/кВт
<i>Initial (Начальные условия)</i>			
K_0 determination (Метод определения K_0)	—	Automatic (Автоматически)	—

Расчет был разбит на 12 фаз по числу месяцев года. В каждой фазе использовалась своя температура окружающей среды (Model

conditions/Climate/Air temperature), коэффициент теплопередачи поверхности в зависимости от снежного покрова (Surface transfer).

Таблица 2 – Температура воздуха, введенная в модель с учетом применения ветро-холодового индекса.

№ месяца	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Температура воздуха с учетом ветро-холодового индекса, °C	-34,3	-33,5	-26,2	-14,3	-5,4	7,6	15,3	12	3,4	-10,4	-24,2	-31,6

Эксплуатация трубопровода при температурах перекачиваемого продукта, рассчитанных согласно формулам (2.24), (2.26), способствует ограничению и остановке прогрессирования ореола протаивания. Поэтому для проверки выведенных формул (2.24), (2.26) необходимо сравнить величину ореола протаивания в основании трубопровода, рассчитанного по регламенту регулирования теплообмена трубопровода и рассчитанного в программном комплексе Plaxis.

Для пяти направлений ореола протаивания (Рисунок 2) были рассчитаны размеры, которые представлены в Таблице 3.

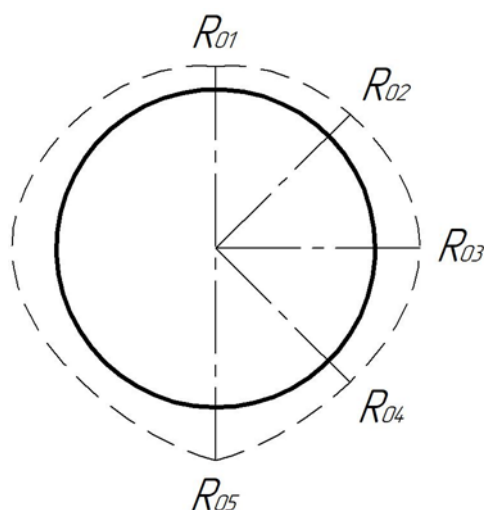
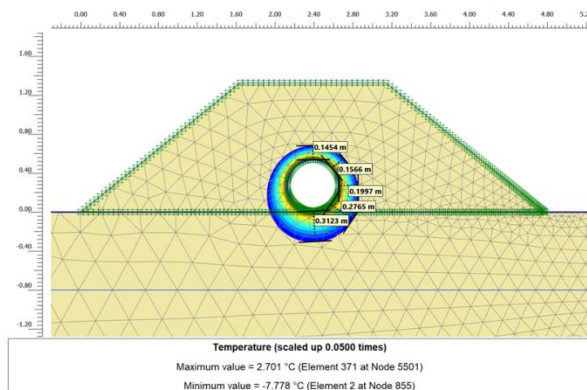


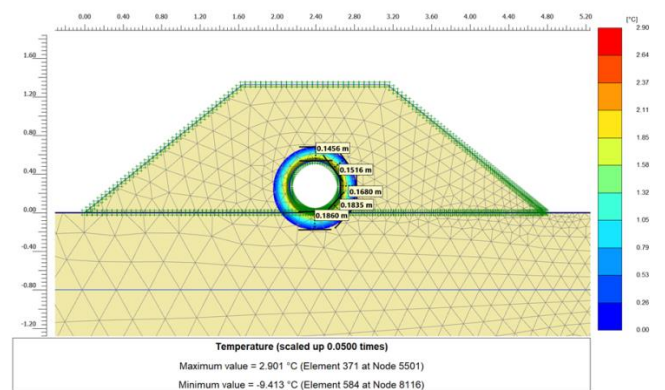
Рисунок 2 - Расположение осей ореола протаивания

Таблица 3 – Размеры ореола протаивания по пяти направлениям

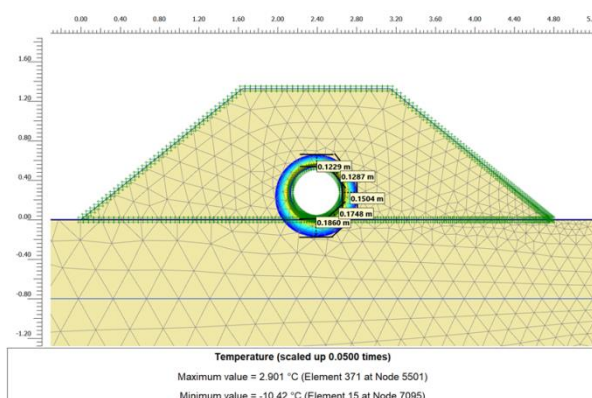
№	Месяц	R ₀₁ , м	R ₀₂ , м	R ₀₃ , м	R ₀₄ , м	R ₀₅ , м
1	Январь	0,41	0,42	0,46	0,55	0,58
2	Февраль	0,41	0,41	0,43	0,45	0,44
3	Март	0,39	0,40	0,42	0,44	0,44
4	Апрель	0,48	0,47	0,48	0,48	0,46
5	Май	0,66	0,63	0,58	0,53	0,49
6	Июнь	-	-	-	0,69	0,55
7	Июль	-	-	-	0,88	0,61
8	Август	-	-	-	0,84	0,61
9	Сентябрь	-	-	1,35	0,77	0,65
10	Октябрь	0,76	0,74	0,71	0,66	0,62
11	Ноябрь	0,48	0,49	0,51	0,54	0,53
12	Декабрь	0,43	0,44	0,46	0,49	0,51



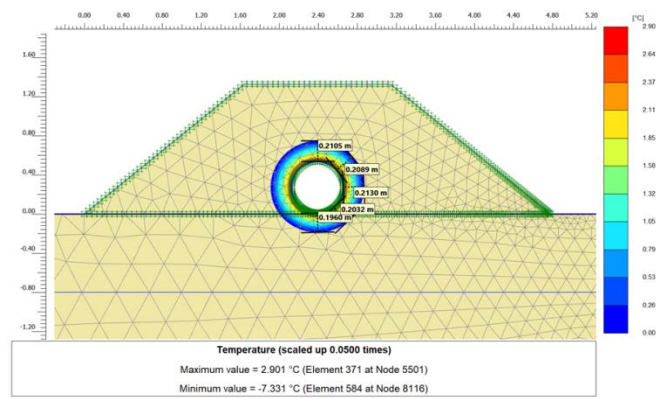
январь



февраль



март



апрель

Рисунок 3 – Изолинии температуры по месяцам в годовом цикле регулирования теплообмена трубопровода с окружающей средой

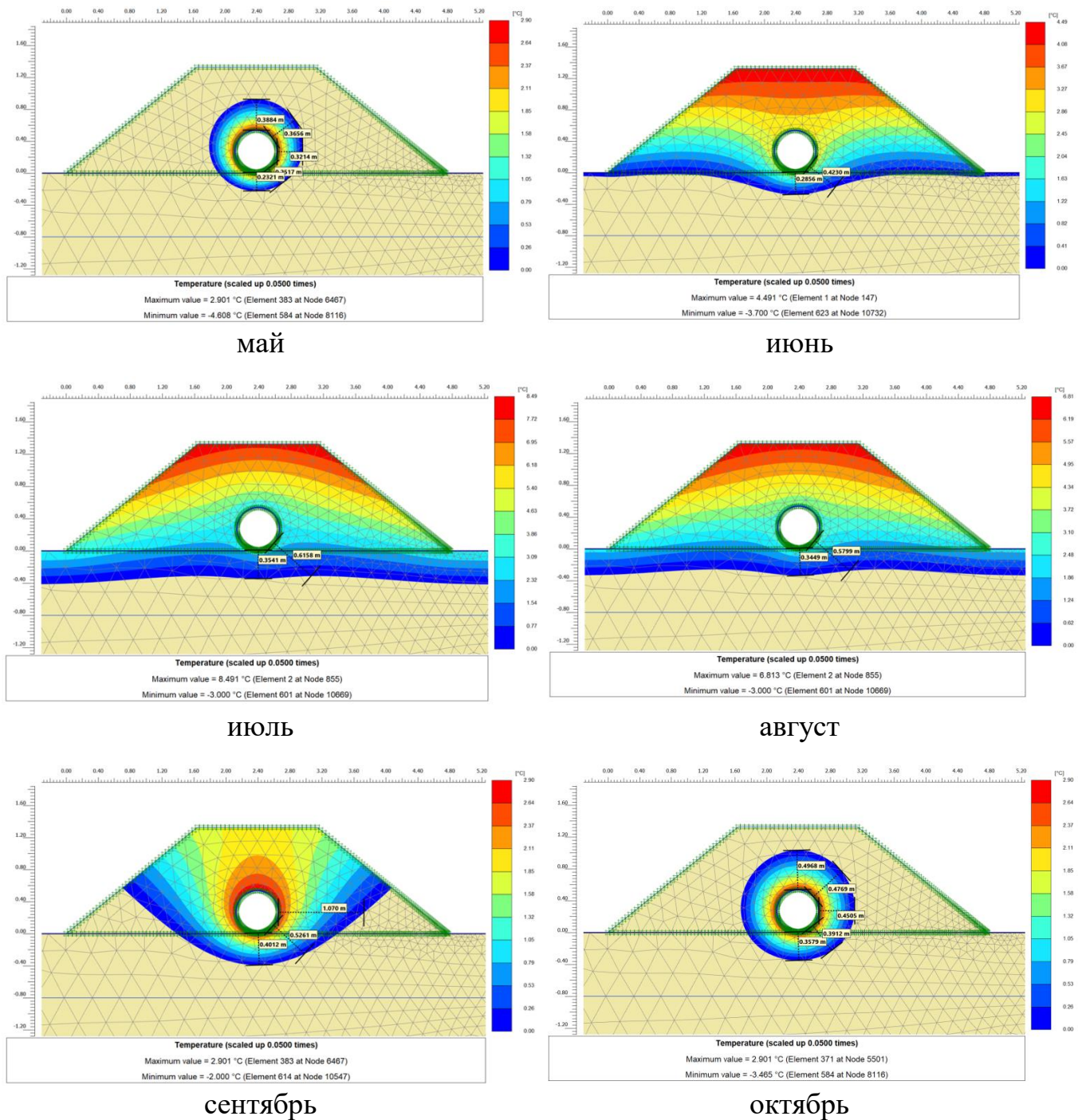


Рисунок 3 – Изолинии температуры по месяцам в годовом цикле регулирования теплообмена трубопровода с окружающей средой (продолжение)

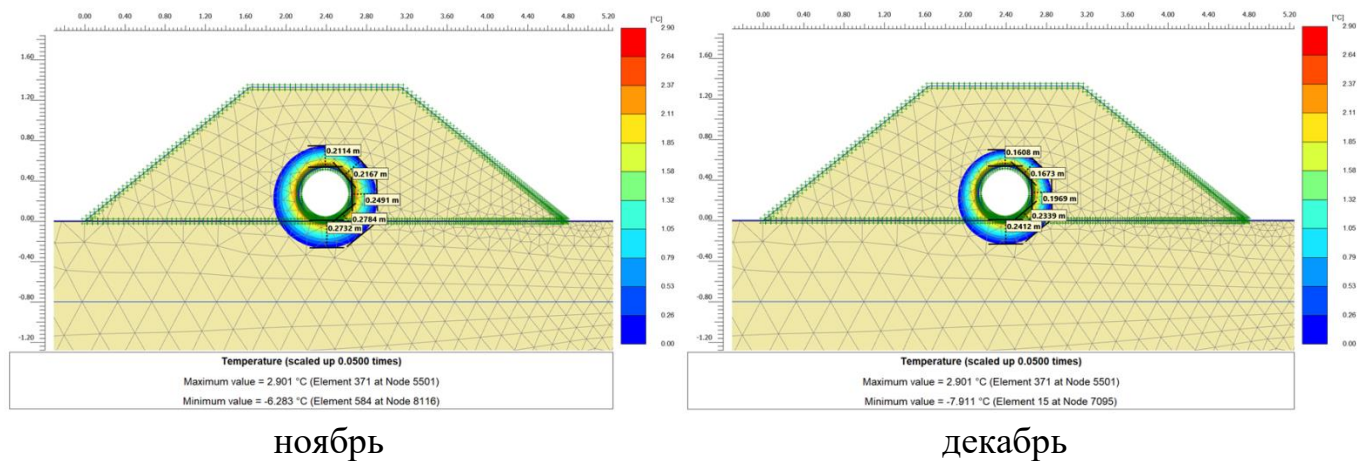


Рисунок 3 – Изолинии температуры по месяцам в годовом цикле регулирования теплообмена трубопровода с окружающей средой (продолжение)

Сравнение величины ореола протаивания в основании трубопровода, рассчитанного по регламенту регулирования теплообмена трубопровода и рассчитанного в программном комплексе Plaxis, показало их хорошую сходимость, что подтверждает адекватность описанной расчетной модели, следовательно, формулы (2.24), (2.26) допустимо использовать при расчете температуры трубопровода с целью ограничения талой зоны в основании трубопровода (Рисунок 4).

Таблица 4 – Величины тепловых потоков от стенки трубопровода в окружающую среду

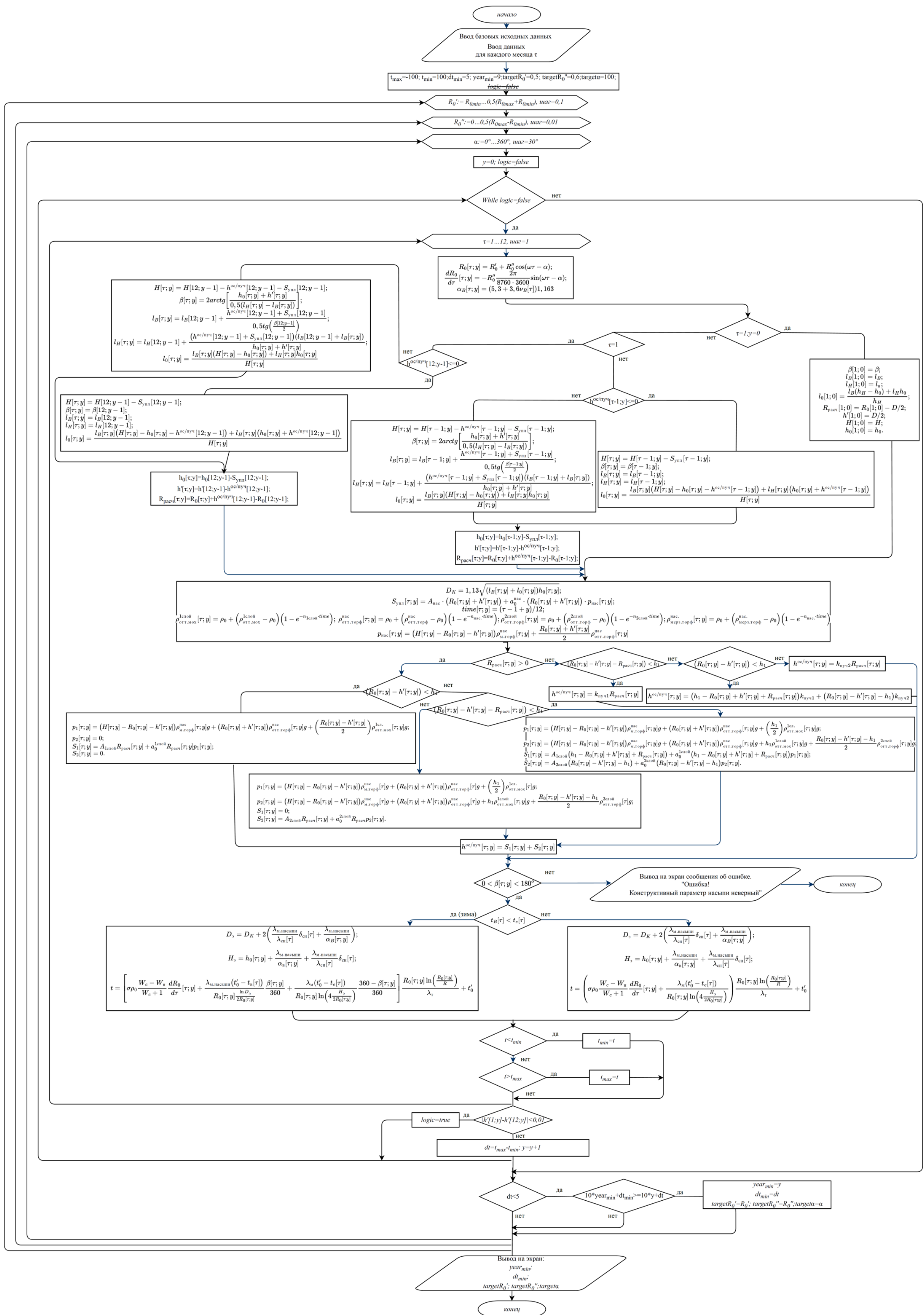
№	Месяц	Верхняя образующая трубопровода, кВт/м ²	Боковая образующая трубопровода, кВт/м ²	Нижняя образующая трубопровода, кВт/м ²
1	Январь	34,4	26,47	19,00
2	Февраль	36,73	32,40	28,32
3	Март	43,43	36,61	30,08
4	Апрель	27,66	26,83	28,95
5	Май	18,18	20,28	24,17
6	Июнь	3,27	7,60	19,80
7	Июль	16,21	0,93	16,11
8	Август	10,87	2,09	16,89

№	Месяц	Верхняя образующая трубопровода, кВт/м ²	Боковая образующая трубопровода, кВт/м ²	Нижняя образующая трубопровода, кВт/м ²
9	Сентябрь	5,27	10,22	15,91
10	Октябрь	15,19	16,24	17,87
11	Ноябрь	27,41	24,15	21,87
12	Декабрь	33,84	24,90	24,40



Рисунок 4 – Сравнение величин ореолов протаивания, рассчитанных по регламенту регулирования теплообмена трубопровода и в программном комплексе Plaxis

Для температурного поля на трубопроводе при изотермической перекачке с малоинтенсивным теплообменом характерно наличие периодических процессов, так как тепловой поток от трубопровода меняет направление в течение года. Поэтому применение в основании трубопровода теплоизолирующего материала с большой влажностью, на изменение агрегатного состояния которого требуется большой расход тепла, например торф в естественном состоянии, вполне обоснованно.



ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Расчет оптимального режима эксплуатации с учетом осадки/выпучивания трубопровода

Таблица 1 – Исходные данные для расчета

Наименование исходных данных	Обозначение	Значение	Единица измерения
Тип основного грунта в условиях прокладки	-		отсутствует
Тип грунта насыпи	-		отсутствует
1 слой грунта основания в сечении трубопровода	-	мох	отсутствует
2 слой грунта основания в сечении трубопровода	-	торф	отсутствует
Толщина 1 поверхностного слоя (мох)	h_1	0,15	м
Толщина 2 поверхностного слоя (торф)	h_2	1,00	м
Наружный диаметр трубопровода	D_H	0,530	м
Наружный радиус трубы	R_H	0,265	м
Эквивалентная теплопроводность мерзлого грунта в сечении трубопровода	λ_m	1,85	Вт/(м·°C)
Эквивалентная теплопроводность талого грунта основания в сечении трубопровода	λ_T	1,65	Вт/(м·°C)
Теплопроводность талого грунта насыпи в сечении трубопровода (торф)	$\lambda_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}$	0,350	Вт/(м·°C)
Теплопроводность талого грунта 1 слоя основания в сечении трубопровода (мох)	$\lambda_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}}$	0,208	Вт/(м·°C)
Теплопроводность талого грунта 2 слоя основания в сечении трубопровода (торф)	$\lambda_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}}$	0,350	Вт/(м·°C)
Теплопроводность мерзлого грунта насыпи в сечении трубопровода (торф)	$\lambda_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}$	0,540	Вт/(м·°C)
Теплопроводность мерзлого грунта 1 слоя основания в сечении трубопровода (мох)	$\lambda_{\text{м.мох}}^{1\text{слой}}$	0,260	Вт/(м·°C)
Теплопроводность мерзлого грунта 2 слоя основания в сечении трубопровода	$\lambda_{\text{м.торф}}^{2\text{слой}}$	0,540	Вт/(м·°C)

Наименование исходных данных	Обозначение	Значение	Единица измерения
(торф)			
Суммарная влажность грунта (в разных состояниях)	W_c	0,4	д.ед.
Влажность незамерзшего грунта	W_n	0,04	д.ед.
Коэффициент интенсивности самоуплотнения грунта насыпи	$n_{\text{нас}}$	0,05	1/год
Коэффициент интенсивности самоуплотнения 1 слоя (мха)	$n_{1\text{слой}}$	0,28	1/год
Коэффициент интенсивности самоуплотнения 2 слоя (торфа)	$n_{2\text{слой}}$	0,05	1/год
Плотность талого грунта 1 слоя (мох)	$\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}}$	180	кг/м ³
Плотность талого грунта насыпи (торф)	$\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}$	400	кг/м ³
Плотность талого грунта 2 слоя (торф)	$\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}}$	400	кг/м ³
Плотность мерзлого грунта насыпи (торф)	$\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}$	360	кг/м ³
Объемная плотность мерзлого грунта	ρ_o	400	кг/м ³
Удельная теплота плавления льда	σ	335000	Дж/кг
Толщина теплоизоляционной плиты	$h_{\text{из}}$	0	м
Коэффициент оттаивания грунта насыпи, характеризующий осадку трубопровода под действием собственного веса	$A_{\text{нас}}$	0,12	отсутствует
Коэффициент оттаивания грунта 1 слоя грунта (мха), характеризующий осадку трубопровода под действием собственного веса	$A_{1\text{слой}}$	0,07	отсутствует
Коэффициент оттаивания грунта 2 слоя грунта (торфа), характеризующий осадку трубопровода под действием собственного веса	$A_{2\text{слой}}$	0,12	отсутствует
Коэффициент относительного уплотнения грунта насыпи	$a_0^{\text{нас}}$	$8,1 \cdot 10^{-5}$	кПа ⁻¹
Коэффициент относительного уплотнения 1 слоя грунта (мха)	$a_0^{1\text{слой}}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$	кПа ⁻¹
Коэффициент относительного уплотнения 2 слоя грунта (торфа)	$a_0^{2\text{слой}}$	$8,1 \cdot 10^{-5}$	кПа ⁻¹

Наименование исходных данных	Обозначение	Значение	Единица измерения
Коэффициент пучения 1 слоя грунта (мха)	$k_{\text{пуч}1}$	0,07	отсутствует
Коэффициент пучения 2 слоя грунта (торфа)	$k_{\text{пуч}2}$	0,12	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	k_h	1,15	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	$k_{\mu,i}^{\text{1слой}}$	1,35	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	$k_{\mu,i}^{\text{2слой}}$	1,15	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	$k_i^{\text{1слой}}$	0,104	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	$k_i^{\text{2слой}}$	0,892	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	$k_{i-1}^{\text{1слой}}$	0	отсутствует
Коэффициент, определяемый по СП 22.13330.2016	$k_{i-1}^{\text{2слой}}$	0,104	отсутствует
Ширина насыпи в сечении на уровне оси трубы	l_o	4,13	м
Длина верхней части насыпи	l_v	1,5	м
Длина нижней части насыпи	l_n	4,785	м
Глубина заложения оси т/п	h_0	1,065	м
Высота насыпи	h_n	1,33	м
Конструктивный параметр (определяется углом естественного откоса насыпи)	β	78	°
Заглубление трубопровода до верха трубы	$h_{\text{зас}}$	1,0	м
Период годовой выборки	T	12	мес
Частота изменения радиуса ореола протаивания (константа)	ω	30 ($1,992 \cdot 10^{-7}$)	град/мес (рад/с)
Минимальный радиус талой зоны (орелола) вокруг трубопровода	R_{0min}	0,3	м
Максимальный радиус талой зоны (орелола) вокруг трубопровода	R_{0max}	1,0	м
Сдвиг по фазе на начало отсчета по	α	0...330	°

Наименование исходных данных	Обозначение	Значение	Единица измерения
месяцам			
Температура начала замерзания заданного грунта (фазового превращения) в соответствии с	t'_0	0	°C
Климатические характеристики в заданных природно-географических условиях прокладки для каждого месяца в году			
Температура окружающего воздуха	t_B	табл. 3.2	°C
Температура грунта на глубине 0,5-1м (справочные данные)	t_e	табл. 3.1	°C
Скорость ветра	v_B	табл. 3.2	м/с
Теплопроводность снега	λ_{CH}	табл. 3.2	Вт/(м·°C)
Толщина снежного покрова	δ_{CH}	табл. 3.2	см

1. Определим частоту изменения радиуса ореола протаивания по формуле (2.3.3):

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = \frac{2 \cdot 180}{12} = 30^\circ/\text{мес};$$

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = \frac{2 \cdot \pi}{365 \cdot 24 \cdot 3600} = 1,992 \cdot 10^{-7} \frac{\text{рад}}{\text{с}}.$$

2. Определим диапазон подбора R'_0 и R''_0 , согласно алгоритму на рисунке 3.2:

$$0,3 < R'_0 < 1,0 \text{ м},$$

$$0 < R''_0 < 0,35 \text{ м}.$$

3. Сделаем расчет первого ($\tau = 1$) и второго ($\tau = 2$) месяца 1-го года ($y = 0$) для случая, когда $R'_0 = 0,5$ м, $R''_0 = 0,15$ м, сдвиг по фазе $\alpha = 0^\circ$

Расчет для $\tau = 1, y = 0$.

4. Определим радиус ореола протаивания по формуле (2.3):

$$R_0 = R'_0 + R''_0 \cdot \cos(\omega \cdot \tau - \alpha) = 0,8 + 0,2 \cdot \cos(30 \cdot 1 - 0) = 0,90 \text{ м}.$$

5. Определим скорость перемещения границы протаивания-промерзания по формуле (2.4):

$$\frac{dR_0}{d\tau} = -R''_0 \cdot \omega \cdot \sin(\omega \cdot \tau - \alpha) = -0,2 \cdot 30 \cdot \sin(30 \cdot 1 - 0) = -3,5 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}.$$

6. Определим коэффициент теплоотдачи от поверхности насыпи в воздух по формуле (2.22):

$$\alpha_{\text{в}} = (5,3 + 3,6 \cdot 4,19) \cdot 1,163 = 23,798 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}).$$

7. Определим параметры насыпи по формуле (2.8):

$$\beta[1; 0] = \beta = 78^\circ;$$

$$l_{\text{в}}[1; 0] = l_{\text{в}} = 1,5 \text{ м};$$

$$l_{\text{н}}[1; 0] = l_{\text{н}} = 5,3 \text{ м};$$

$$h_{\text{н}}[1; 0] = h_{\text{н}} = 1,529 \text{ м};$$

$$h_0[1; 0] = h_0 = 1,2645 \text{ м};$$

$$l_0[1; 0] = \frac{l_{\text{в}} \cdot (h_{\text{н}} - h_0) + l_{\text{н}} \cdot h_0}{h_{\text{н}}} = \frac{1,5 \cdot (1,529 - 1,2645) + 5,28 \cdot 1,2645}{1,529} = 4,6 \text{ м}.$$

8. Определим положение оси трубопровода над дневной поверхностью на начало расчета для 1-го месяца 1-го года $h'[\tau; y]$, где τ - месяц, y - год, по формуле (2.3.3):

$$h'[1; 0] = \frac{D}{2} = \frac{0,529}{2} = 0,2645 \text{ м}.$$

9. В первый месяц оттаявший слой грунта рассчитывается по формуле (3.6):

$$R_{\text{расч}}[1; 0] = R_0[\tau; y] + h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y] - R_0[\tau - 1; y] = R_0[1; 0] - \frac{D}{2} = 0,90 - \frac{0,529}{2} = 0,636 \text{ м}.$$

10. Определим величину диаметра кольца насыпи $D_{\text{к}}$ по формуле (2.9):

$$D_{\text{к}} = 1,13 \sqrt{(l_{\text{в}}[\tau; y] + l_0[\tau; y]) \cdot h_0[\tau; y]} = 1,13 \cdot \sqrt{(1,5 + 4,6) \cdot 1,2645} = 3,145 \text{ м}.$$

11. Определим время на начало расчетов по формуле (2.3.3):

$$\text{time}[1; 0] = \frac{\tau - 1 + y}{12} = \frac{1 - 1 + 0}{12} = 0.$$

12. Определим плотности техногенного грунта ρ_{τ} на начало расчетов по формуле (3.16):

$$\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[1; 0] = \rho_{0\text{отт.торф}}^{\text{нас}} + (\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}} - \rho_{0\text{отт.торф}}^{\text{нас}})(1 - e^{-n_{\text{нас}} \cdot \text{time}}) = 350 + (400 - 350)(1 - e^{-0,05 \cdot 0}) = 350 \text{ кг}/\text{м}^3,$$

$$\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}}[1; 0] = \rho_{0\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} + (\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} - \rho_{0\text{отт.мох}}^{1\text{слой}})(1 - e^{-n_{1\text{слой}} \cdot \text{time}}) = 150 + (150 - 80)(1 - e^{-0,28 \cdot 0}) = 150 \text{ кг}/\text{м}^3,$$

$$\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}}[1; 0] = \rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} + (\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} - \rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}})(1 - e^{-n_{2\text{слой}} \cdot \text{time}}) = 350 + (400 - 350)(1 - e^{-0,05 \cdot 0}) = 350 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[1; 0] = \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} + (\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} - \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}})(1 - e^{-n_{\text{нас}} \cdot \text{time}}) = 350 + (360 - 350)(1 - e^{-0,05 \cdot 0}) = 350 \text{ кг/м}^3.$$

13. Определим давление грунта насыпи по формуле (3.22):

$$p_{\text{нас}}[1; 0] = (H[1; 0] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + \frac{R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]}{2} \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g$$

$$= (1,529 - 0,90 - 0,2645) \cdot 350 \cdot 9,81 + \frac{0,90 + 0,2645}{2} \cdot 350 \cdot 9,81 = 3248 \text{ Па} = 3,248 \text{ кПа}.$$

14. Определим уплотнение грунта насыпи определяется по формуле (3.21):

$$s_{\text{упл}}[\tau; y] = A_{\text{нас}} \cdot (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) + a_0^{\text{нас}} \cdot (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot p_{\text{нас}}[\tau; y] = 0,12 \cdot (0,90 + 0,2645) + 8,1 \cdot 10^{-5} \cdot (0,90 + 0,2645) \cdot 3,248 = 0,14 \text{ м}.$$

15. Т.к. $R_{\text{расч}} > 0$, и оттаивающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ находится частично в слое мха и в слое торфа при одновременном выполнении условий $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$, $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] < h_1$, поэтому

- давление грунта в середине оттаивающего слоя мха находится по формуле (3.9):

$$p_1[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + \frac{h_1}{2} \cdot \rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{сл}}[\tau; y] \cdot g = (1,529 - 0,90 - 0,2645) \cdot 350 \cdot 9,81 + (0,90 + 0,2645) \cdot 350 \cdot 9,81 + \frac{0,15}{2} \cdot 150 \cdot 9,81 = 5360 \text{ Па} = 5,360 \text{ кПа}.$$

- давление грунта в середине оттаивающего слоя торфа находится по формуле (3.10):

$$p_2[\tau; y] = (H[\tau; y] - R_0[\tau; y] - h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + (R_0[\tau; y] + h'[\tau; y]) \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[\tau; y] \cdot g + h_1 \cdot \rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}}[\tau; y] \cdot g + \frac{R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1}{2} \cdot \rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}}[\tau; y] \cdot g = (1,529 - 0,90 - 0,2645) \cdot 350 \cdot 9,81 + (0,90 + 0,2645) \cdot 350 \cdot 9,81 + 0,15 \cdot 150 \cdot 9,81 + \frac{0,90 - 0,2645 - 0,15}{2} \cdot 350 \cdot 9,81 = 6304 \text{ Па} = 6,304 \text{ кПа}.$$

16. Определим осадку в оттаивающем слое мха и торфа по формулам (3.11, 3.12):

$$s_1[\tau; y] = A_{1\text{слой}} \cdot (h_1 - R_0[\tau; y] + h'[\tau; y] + R_{\text{расч}}[\tau; y]) + a_0^{1\text{слой}} \cdot (h_1 - R_0[\tau; y] + h'[\tau; y] + R_{\text{расч}}[\tau; y]) \cdot p_1[\tau; y] = 0,07 \cdot (0,15 - 0,90 + 0,2645 + 0,636) + 8,6 \cdot 10^{-5} \cdot (0,15 - 0,90 + 0,2645 + 0,636) \cdot 5,360 = 0,011 \text{ м},$$

$$s_2[\tau; y] = A_{2\text{слой}} \cdot (R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1) + a_0^{2\text{слой}} \cdot (R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - h_1) \cdot p_2[\tau; y] = 0,12 \cdot (0,9 - 0,2645 - 0,15) + 8,1 \cdot 10^{-5} \cdot (0,90 - 0,2645 - 0,15) \cdot 6,304 = 0,059 \text{ м}.$$

$$s_{\text{мех}}^{1\text{слой}} = p_1[1; 0] \cdot D_{\text{нар}} \cdot k_h \cdot [a_0^{1\text{слой}} \cdot k_{\mu, i}^{1\text{слой}} \cdot (k_i^{1\text{слой}} - k_{i-1}^{1\text{слой}})] = 5,360 \cdot 0,529 \cdot 1,15 \cdot [8,6 \cdot 10^{-5} \cdot 1,35 \cdot (0,104 - 0)] = 0,00004 \text{ м}.$$

$$s_{\text{мех}}^{2\text{слой}} = p_2[1; 0] \cdot D_{\text{нар}} \cdot k_h \cdot [m_{th, i}^{2\text{слой}} \cdot k_{\mu, i}^{2\text{слой}} \cdot (k_i^{2\text{слой}} - k_{i-1}^{2\text{слой}})] = 6,304 \cdot 0,529 \cdot 1,15 \cdot [8,1 \cdot 10^{-5} \cdot 1,35 \cdot (0,892 - 0,104)] = 0,00033 \text{ м}.$$

17. Определим общую осадку трубопровода по формуле (3.15):

$$h^{\text{ос/пуч}}[\tau; y] = s_1[\tau; y] + s_2[\tau; y] + s_{\text{мех}}^{1\text{слой}} + s_{\text{мех}}^{2\text{слой}} = 0,011 + 0,059 + 0,000 + 0,000 = 0,070 \text{ м}.$$

18. При расположении ореола протаивания R_0 частично в 1 слое мха и во 2 слое торфа, т.е. $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$, то

- эквивалентная теплопроводность талого грунта в сечении трубопровода $\lambda_{\text{т}}$ находится по формуле (3.37, 3.38):

$$\lambda_{\text{ни}} = \frac{\lambda_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} \cdot h_1 + \lambda_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} \cdot (R_0 - h' - h_1)}{R_0 - h'} = \frac{0,208 \cdot 0,15 + 0,350 \cdot (0,90 - 0,2645 - 0,15)}{0,90 - 0,2645} = 0,32 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}.$$

$$\lambda_{\text{т}} = \frac{\lambda_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}} + \lambda_{\text{ни}}}{2} = \frac{0,35 + 0,32}{2} = 0,34 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}.$$

- эквивалентная теплопроводность мерзлого грунта в сечении трубопровода $\lambda_{\text{м}}$ находится по формуле (3.39):

$$\lambda_{\text{м}} = \frac{\lambda_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} + \lambda_{\text{м.торф}}^{2\text{слой}}}{2} = \frac{0,54 + 0,54}{2} = 0,54 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}.$$

19. При эксплуатации в зимний период при $t_{\text{в}} < t_{\text{е}}$:

- диаметр эквивалентного кольца насыпи $D_{\text{э}}$ рассчитывается по формуле (2.21):

$$D_{\text{э}} = D_{\text{к}} + 2 \cdot \left(\frac{\lambda_{\text{м}}}{\lambda_{\text{сн}}} \delta_{\text{сн}} + \frac{\lambda_{\text{м}}}{\alpha_{\text{в}}} \right) = 3,145 + 2 \cdot \left(\frac{0,54 \cdot 0,384}{0,35} + \frac{0,54}{23,798} \right) = 4,375 \text{ м}.$$

- эквивалентная глубина заложения оси трубопровода в грунт $H_э$ по формуле (2.18):

$$H_э = h_0 + \frac{\lambda_m}{\alpha_b} + \frac{\lambda_m}{\lambda_{ch}} \delta_{ch} = 1,2645 + \frac{0,54}{23,798} + \frac{0,54}{0,35} \cdot 0,384 = 1,880 \text{ м.}$$

- температура t наружной поверхности трубопровода по формуле (2.24):

$$t = \left[\sigma \rho_0 \frac{W_c - W_H}{W_c + 1} \frac{dR_0}{d\tau} + \frac{\lambda_m(t'_0 - t_b)}{R_0 \ln \frac{D_э}{2R_0}} \frac{\beta}{360} + \frac{\lambda_m(t'_0 - t_e)}{R_0 \ln \frac{4H_э}{2R_0}} \frac{360 - \beta}{360} \right] \cdot \frac{R_0 \ln \frac{R_0}{R_{из}}}{\lambda_\tau} + t'_0 = \left[335000 \cdot 400 \cdot \frac{(0,4 - 0,04)}{0,4 + 1} \cdot \right. \\ \left. (-3,45 \cdot 10^{-8}) + \frac{0,54 \cdot (0 - (-31,4))}{0,90 \cdot \ln \frac{4,375}{2 \cdot 0,90}} \cdot \frac{78}{360} + \frac{0,54 \cdot (0 - (-3,9))}{0,90 \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,880}{2 \cdot 0,90}} \cdot \frac{(360 - 78)}{360} \right] \cdot \frac{0,90 \cdot \ln \frac{0,90}{0,2645}}{0,34} + 0 = 16 \\ ^\circ\text{C}$$

Расчет для $\tau = 2, y = 0$.

20. Определим глубину заложения оси трубопровода по формуле (3.23):

$$h_0[\tau; y] = h_0[\tau - 1; y] - s_{yпл}[\tau - 1; y] + h_{пуч}^{oc}[\tau - 1; y] = 1,2645 - 0,14 + 0,07 = 1,194 \text{ м.}$$

21. Ось трубопровода относительно дневной поверхности определим по формуле (3.20):

$$h'[\tau; y] = h'[\tau - 1; y] - h^{oc/пуч}[\tau - 1; y] = 0,2645 - 0,070 = 0,195 \text{ м.}$$

22. При оседании грунтов основания трубопровода, т.е. при выполнении условия $h^{oc/пуч}[\tau - 1; y] > 0$, то параметры насыпи определяются по формулам (3.24-3.28):

$$l_b[\tau; y] = \frac{h^{oc/пуч}[\tau - 1; y] + s_{yплот}[\tau - 1; y]}{0,5 \cdot tg \frac{\beta[\tau - 1; y]}{2}} + l_b[\tau - 1; y] = \frac{0,070 + 0,140}{0,5 \cdot tg \frac{78}{2}} + 1,5 = 2,0 \text{ м}$$

$$l_h[\tau; y] = \frac{(h^{oc/пуч}[\tau - 1; y] + s_{yплот}[\tau - 1; y]) \cdot (l_b[\tau - 1; y] + l_b[\tau; y])}{h_0[\tau; y] + h'[\tau; y]} + l_h[\tau - 1; y] = \\ \frac{0,070 + 0,140 \cdot (1,5 + 2,02)}{1,194 + 0,195} + 5,3 = 5,8 \text{ м}$$

$$\beta[\tau; y] = 2 \arctg \left[\frac{h_0[\tau; y] + h'[\tau; y]}{0,5 \cdot (l_h[\tau; y] - l_b[\tau; y])} \right] = 2 \arctg \left[\frac{1,194 + 0,195}{0,5 \cdot (5,8 - 2,02)} \right] = 70^\circ$$

$$h_h[\tau; y] = h_h[\tau - 1; y] - h^{oc/пуч}[\tau - 1; y] - s_{yпл}[\tau - 1; y] = 1,529 - 0,070 - 0,140 = 1,3 \text{ м}$$

$$l_o[\tau; y] = \frac{2,1 \cdot (h_h[\tau; y] - h_0[\tau; y]) + l_h[\tau; y] \cdot h_0[\tau; y]}{h_h[\tau; y]} = \frac{2,1 \cdot (1,32 - 1,194) + 5,8 \cdot 1,194}{1,32} = 5,4 \text{ м}$$

23. Расчетная толщина протаивания грунта под трубопроводом определяется по формуле (3.6):

$$R_{\text{расч}}[\tau; y] = R_0[\tau; y] + h^{\text{ос/пуч}}[\tau - 1; y] - R_0[\tau - 1; y] = 0,80 + 0,070 - 0,90 = -0,03 \text{ м}$$

24. Определим величину диаметра кольца насыпи D_k по формуле (2.9):

$$D_k = 1,13 \sqrt{(l_b[\tau; y] + l_0[\tau; y]) \cdot h_0[\tau; y]} = 1,13 \cdot \sqrt{(2,0 + 5,4) \cdot 1,194} = 3,4 \text{ м}$$

25. Определим время по формуле (3.16.1):

$$\text{time}[\tau; y] = \frac{\tau - 1 + y}{12} = \frac{2 - 1 + 0}{12} = 0,083$$

26. Определим изменение во времени плотности техногенного грунта ρ_τ по формуле (3.16):

$$\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}}[1; 0] = \rho_{0\text{отт.торф}}^{\text{нас}} + (\rho_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}} - \rho_{0\text{отт.торф}}^{\text{нас}})(1 - e^{-n_{\text{нас}} \cdot \text{time}}) = 350 + (400 - 350)(1 - e^{-0,05 \cdot 0,083}) = 350 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}}[1; 0] = \rho_{0\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} + (\rho_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} - \rho_{0\text{отт.мох}}^{1\text{слой}})(1 - e^{-n_{1\text{слой}} \cdot \text{time}}) = 150 + (150 - 80)(1 - e^{-0,28 \cdot 0,083}) = 151 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}}[1; 0] = \rho_{0\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} + (\rho_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} - \rho_{0\text{отт.торф}}^{2\text{слой}})(1 - e^{-n_{2\text{слой}} \cdot \text{time}}) = 350 + (400 - 350)(1 - e^{-0,05 \cdot 0,083}) = 350 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}}[1; 0] = \rho_{0\text{м.торф}}^{\text{нас}} + (\rho_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} - \rho_{0\text{м.торф}}^{\text{нас}})(1 - e^{-n_{\text{нас}} \cdot \text{time}}) = 350 + (360 - 350)(1 - e^{-0,05 \cdot 0,083}) = 350 \text{ кг/м}^3.$$

27. Промерзающий слой грунта $R_{\text{расч}}$ ($R_{\text{расч}} < 0$) находится полностью в слое торфа при одновременном выполнении условий $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] - R_{\text{расч}}[\tau; y] > h_1$, $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$

28. Определим величину пучения по формуле (3,17):

$$h^{\text{ос/пуч}}[\tau; y] = k_{\text{пуч2}} \cdot R_{\text{расч}}[\tau; y] = 0,12 \cdot (-0,03) = -0,004 \text{ м}$$

29. При расположении ореола протаивания R_0 частично в 1 слое мха и во 2 слое торфа, т.е. $R_0[\tau; y] - h'[\tau; y] > h_1$, то

- эквивалентная теплопроводность талого грунта в сечении трубопровода λ_τ находится по формулам (3.37, 3.38):

$$\lambda_{hi} = \frac{\lambda_{\text{отт.мох}}^{1\text{слой}} \cdot h_1 + \lambda_{\text{отт.торф}}^{2\text{слой}} \cdot (R_0 - h' - h_1)}{R_0 - h'} = \frac{0,208 \cdot 0,15 + 0,350 \cdot (0,80 - 0,195 - 0,15)}{0,80 - 0,195} = 0,31 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}.$$

$$\lambda_T = \frac{\lambda_{\text{отт.торф}}^{\text{нас}} + \lambda_{hi}}{2} = \frac{0,350 + 0,31}{2} = 0,33 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}.$$

- эквивалентная теплопроводность мерзлого грунта в сечении трубопровода λ_m находится по формуле (3.39):

$$\lambda_m = \frac{\lambda_{\text{м.торф}}^{\text{нас}} + \lambda_{\text{м.торф}}^{2\text{слой}}}{2} = \frac{0,540 + 0,540}{2} = 0,540 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}.$$

30. При эксплуатации в зимний период при $t_b < t_e$:

- диаметр эквивалентного кольца насыпи $D_э$ рассчитывается по формуле (2.21):

$$D_э = D_k + 2 \cdot \left(\frac{\lambda_m}{\lambda_{ch}} \delta_{ch} + \frac{\lambda_m}{\alpha_b} \right) = 3,4 + 2 \cdot \left(\frac{0,540}{0,35} \cdot 0,415 + \frac{0,540}{23,21} \right) = 4,7 \text{ м}$$

- эквивалентная глубина заложения оси трубопровода в грунт $H_э$ по формуле (2.18):

$$H_э = h_0 + \frac{\lambda_m}{\alpha_b} + \frac{\lambda_m}{\lambda_{ch}} \delta_{ch} = 1,194 + \frac{0,540}{23,21} + \frac{0,540}{0,35} \cdot 0,415 = 1,857 \text{ м}$$

- температура t наружной поверхности трубопровода по формуле (2.24):

$$t = \left[\sigma \rho_0 \frac{W_c - W_n}{W_c + 1} \frac{dR_0}{d\tau} + \frac{\lambda_m(t'_0 - t_b)}{R_0 \ln \frac{D_э}{2R_0}} \frac{\beta}{360} + \frac{\lambda_m(t'_0 - t_e)}{R_0 \ln \frac{4H_э}{2R_0}} \frac{360 - \beta}{360} \right] \cdot \frac{R_0 \ln \frac{R_0}{R_{из}}}{\lambda_T} + t'_0 = \left[335000 \cdot 400 \cdot \frac{(0,4 - 0,04)}{0,4 + 1} \cdot \right. \\ \left. (-3,98 \cdot 10^{-8}) + \frac{0,54 \cdot (0 - (-27,3))}{0,80 \cdot \ln \frac{4,7}{2 \cdot 0,80}} \cdot \frac{70}{360} + \frac{0,54 \cdot (0 - (-6,3))}{0,80 \cdot \ln \frac{4 \cdot 1,857}{2 \cdot 0,80}} \cdot \frac{(360 - 70)}{360} \right] \cdot \frac{0,80 \cdot \ln \frac{2 \cdot 0,80}{0,53}}{0,33} + 0 = 11 \text{ °C}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Справка о внедрении

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	

27.01.2023 № 078-4/33

На № _____ от _____

В диссертационный совет УГНТУ
 24.2.428.03 (Д 212.289.04)
 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

СПРАВКА о внедрении

Учебно-методическое пособие для курсового проектирования «Методика расчета температурного режима трубопровода с ограничением радиуса протаивания в мерзлоте», опубликованное на основании проведенных теоретических и экспериментальных исследований по теме диссертационной работы Глуховой Земфиры Руслановны «Обеспечение тепловой устойчивости магистральных трубопроводов, проложенных «самопогружением» с поверхности вечномерзлых грунтов», используется в учебном процессе УГНТУ при выполнении курсового проектирования в рамках освоения дисциплин «Ресурсосбережение при эксплуатации нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов» и «Эксплуатация трубопроводов в условиях мерзлоты и повышенной коррозионной активности» по следующим магистерским программам:

- «Ресурсосбережение при эксплуатации оборудования насосных и компрессорных станций» (МГТ41);
- «Магистральный транспорт газа» (МГТ42).

Проректор по учебной работе



И.Г. Ибрагимов

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Справка о внедрении


ЭкспертСервисПроект

Общество с
ограниченной
ответственностью



ИНН: 0278184456
КПП: 027701001
Р/с: 40702810406000016031
ОТДЕЛЕНИЕ №8598
СБЕРБАНКА РОССИИ, г.Уфа
БИК: 048073601
К/с: 30101810300000000601

Адрес: 450112, г. Уфа, ул. М.Горького, д.83, оф. 304, 302
Тел.: (347) 224-20-32, 216-40-63; факс 260-88-15
E-mail: ExpertServisProekt@yandex.ru
Https: ExpertServiceProekt.ru

Исх. _____	№ _____	В диссертационный совет УГНТУ
На № _____	от _____	24.2.428.03 (Д 212.289.04)

СПРАВКА о внедрении

Научные результаты, полученные в диссертационной работе Глуховой Земфиры Руслановны на тему «Обеспечение тепловой устойчивости магистральных трубопроводов, проложенных «самопогружением» с поверхности вечномерзлых грунтов», рассмотрены и учитываются в проверочных (приближенных) расчетах при проектировании сооружений, расположенных на мерзлых грунтах.

Генеральный директор



В.В. Волков

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Справка о внедрении



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-БАШНИПИНЕФТЬ»
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Общество с ограниченной ответственностью «РН-БашНИПИнефть»
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)
ул. Ленина, 86/1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450006
тел. +7 (347) 293-60-10, факс +7 (347) 292-66-39, E-mail: mail@bnipl.rosneft.ru
КПП 027801001 ОГРН 1060278107780 ИНН 0278127289

«РН-БашНИПИнефть» яуапплыгы сикленген йемгете
(«РН-БашНИПИнефть» ЯСИ)
Ленин ур., 86/1, Өфө х., Башкортостан Республикаһы, 450006
тел. +7 (347) 293-60-10, факс +7 (347) 292-66-39, E-mail: mail@bnipl.rosneft.ru
КПП 027801001 ОГРН 1060278107780 ИНН 0278127289

15.04.2024

В диссертационный совет УГНТУ
24.2.428.03 (Д 212.289.04)

СПРАВКА о внедрении

Методика расчета температурного режима трубопровода с ограничением радиуса протаивания в мерзлоте, предложенная в диссертационной работе Глуховой Земфиры Руслановны на тему «Обеспечение тепловой устойчивости магистральных трубопроводов, проложенных «самопогружением» с поверхности вечномерзлых грунтов», была использована для прогнозирования теплогидравлических режимов работы конденсатопровода. Результаты расчетов позволили снизить температуру перекачиваемого продукта в 2 раза при сохранении производительности трубопровода.

Главный менеджер Бюро ГИП (ПИР)
ООО «РН-БашНИПИнефть»



Р.Р. Тарзимин