

На правах рукописи



Лаптева Татьяна Ивановна

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ
МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-
ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва – 2019

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).

Научный консультант: **Мансуров Марат Набиевич** – доктор технических наук, профессор

Официальные
оппоненты:

Васильев Геннадий Германович – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

Щипачев Андрей Михайлович – доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Зорин Александр Евгеньевич – доктор технических наук, профессор кафедры «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов» ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ)

Защита диссертации состоится 30 октября 2019 г. в 12:00 на заседании диссертационного совета Д 511.001.03 в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, Ленинский район, сельское поселение Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и на официальном сайте: [http:// www.vniigaz.gazprom.ru](http://www.vniigaz.gazprom.ru).

Автореферат разослан «__» _____ 2019 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



И.Н. Курганова

Общая характеристика работы

Актуальность темы. Освоение нефтегазовых ресурсов шельфа арктических морей связано с решением сложной проблемы обеспечения работоспособности морских трубопроводных систем, для которых проектным решением является заглубление в морское дно. На сегодняшний день существует целый ряд нормативных методов проектирования подводных переходов трубопроводов через водные преграды. Нормы разных стран предусматривают применение различных значений одних и тех же коэффициентов надежности и безопасности в аналогичных расчетных моделях. Вопросам проектирования российских морских нефтегазопроводов (далее трубопроводов) посвящены действующие в России ГОСТ Р 54382-2011 «Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования» и СП 378.1325800.2017 «Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства», которые не учитывают в полной мере многообразие природных состояний зоны арктического шельфа. Поэтому актуальной является проблема обеспечения работоспособности морских трубопроводов путем разработки новых методов оценки их прочности и устойчивости при проектировании, строительстве и эксплуатации.

Степень разработанности темы. В России формирование методов расчета подводных трубопроводов на прочность и устойчивость началось с конца 1950-х гг. в трудах И.П. Кулиева, С.А. Оруджева, Ю.А. Сафарова. Исследованиям устойчивости морских трубопроводов в вертикальной плоскости посвящены работы В.И. Черникина, Э.М. Ясина, П.П. Бородавкина, А.М. Синюкова, С.И. Левина, К.Я. Капустина, М.А. Камышева, В.В. Алешина, В.Е. Селезнева, Г.Г. Васильева, Ю.И. Горяинова и других. Вопросы нормирования коэффициента надежности устойчивости положения подводных трубопроводов против всплытия $k_{н.в}$ рассматривались подробно С.И. Левиным. Вопросам теплового взаимодействия трубопроводов с окружающей средой посвящены экспериментальные и теоретические исследования В.О. Орлова, Б.Л. Кривошеина, Н.А. Гаррис, В.В. Новоселова, П.И. Тугунова, С.Я. Кушнера, А.И. Горковенко, В.А. Кудрявцева, И.А. Иванова, В.В. Харионовского, А.М. Шаммазова, Р.М. Зарипова,

Ф.К. Хабибуллина, В.А. Чичелова, В.П. Черния, Г.Е. Коробкова и других. Одни из первых подходов к обнаружению утечек были основаны на методе отрицательных ударных волн давления, разработанном Н.Е. Жуковским. Исследования истечения продукта из сухопутных магистральных трубопроводов были выполнены в работах А.В. Бабкова, А.П. Верёвкина, Е.В. Вязунова, А.А. Гольянова, А.Г. Гумерова, М.А. Гусейн-Заде, П.Г. Киселева, К.А. Забелы, С. К. Кутукова, Л.С. Лейбензона, М.В. Лурье, А.Х. Мирзаджанзаде, И.А. Чарного, А.М. Шаммазова, В.А. Юфина и других. Тем не менее актуальными остаются исследования в каждой из указанных областей.

Объектом исследования являются морские трубопроводы в процессе проектирования, строительства и эксплуатации в сложных природно-географических и инженерно-геологических условиях арктического шельфа.

Предметом исследования являются методы и алгоритмы решения задач оценки прочности, устойчивости и контроля работоспособности морских трубопроводов при их строительстве и эксплуатации в условиях арктического шельфа.

Целью диссертационной работы является разработка методов оценки напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов при их проектировании и обеспечение их работоспособности в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа.

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

- анализ мирового и отечественного опыта проектирования и эксплуатации морских трубопроводов и оценки их прочности и устойчивости;
- разработка метода обеспечения устойчивого положения (против всплытия) морского трубопровода и обоснование коэффициентов надежности устойчивости положения трубопровода, зависящих от физико-механических характеристик донных грунтов;
- исследование механизмов теплового и силового взаимодействия морского трубопровода с грунтом и обоснование метода определения напряженно-

деформированного состояния (НДС) трубопровода при наличии субаквальных многолетнемерзлых пород (СММП);

– исследование, обоснование необходимости и разработка метода оценки НДС морского трубопровода при морозном пучении и протаивании СММП в транзитной зоне арктического шельфа;

– исследование условий потери устойчивости морского трубопровода в вертикальной плоскости и разработка метода определения необходимой величины его заглубления в морское дно, исключаяющей его всплытие;

– разработка метода обнаружения утечки транспортируемых углеводородов из трубопровода, основанного на интерпретации волн разрежения, образующихся в полости морского трубопровода при переходных гидродинамических процессах.

Практическая значимость реализации результатов исследований заключается в разработке метода количественной оценки общей устойчивости системы морской трубопровод – донные грунты, сложенные СММП, в транзитной зоне арктического шельфа. Получены числовые значения коэффициента $k_{н.в}$ в зависимости от физико-механических характеристик донных грунтов, позволяющие корректно определять толщину стенки обетонированной части морского трубопровода. Отдельные результаты диссертационной работы используются в учебном процессе кафедры «Освоение морских нефтегазовых месторождений» РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина при изучении дисциплин «Техника и технология сбора и подготовки к транспорту нефти, газа и газового конденсата на морских месторождениях»; «Технические средства для хранения и транспортировки жидких углеводородов в морских условиях», а также в стандартах ПАО «Газпром»: Р Газпром 2-3.7-936-2015 «Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов», Р Газпром 2-3.7-1146-2018 «Защита подводных трубопроводов от ледово-экзарационных процессов в прибрежной зоне на шельфе острова Сахалин».

Соответствие диссертации паспорту специальности: область исследования соответствует паспорту специальности: 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, согласно п. 1. Напряженное

состояние и взаимодействие с окружающей средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчетов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ.

Методы решения поставленных задач: Решение поставленных задач осуществлялось теоретическими и расчетными методами на основе положений строительной механики, теории упругости, гидродинамики с применением современных программных средств: комплекс ANSYS Mechanical Release 15.0, системы компьютерной математики Maplesoft Maple 2017.1a и Wolfram Mathematica 11.1.

Научная новизна

Впервые в отечественной практике поставлена и решена задача оценки НДС морских трубопроводов, проектируемых для строительства и эксплуатации в сложных геокриологических, гидрологических, литодинамических условиях шельфа арктических и субарктических морей.

Разработаны математические модели, учитывающие тепловое и силовое взаимодействие морских трубопроводов с СММП в транзитной зоне арктического шельфа. Разработаны методы оценки НДС морских трубопроводов с учетом этих явлений в условиях недостаточности информации по инженерно-геологическим изысканиям на стадиях предпроектных разработок и обоснований инвестиций. Разработаны программные комплексы для проведения количественной оценки влияния процессов промерзания и протаивания СММП на НДС морских трубопроводов.

Впервые на основе разработанного метода оценки условий потери продольной устойчивости морского трубопровода в вертикальной плоскости для предотвращения этого явления разработан программный комплекс, позволяющий определить необходимую величину заглубления морского трубопровода в морское дно. Выполнена проверка корректности разработанных аналитических зависимостей.

Впервые разработан метод оценки устойчивого положения (против всплытия) морского трубопровода. Получены числовые значения коэффициента надежности устойчивости положения трубопровода в зависимости от физико-механических характеристик донных грунтов.

Получены аналитические зависимости, описывающие переходные гидродинамические процессы при утечках в морском трубопроводе после образования утечек, на основе которых разработан аналитический метод их оперативного обнаружения, обеспечивающий работоспособность и экологическую безопасность морских трубопроводов на арктическом шельфе.

Для моделирования потока перекачиваемой среды в морском трубопроводе при образовании в нем утечки разработан программный комплекс, который на основе уравнений волн разрежения скорости и давления определяет характеристики (скорость и давление) потока в зависимости от его параметров.

Анализ оценки возможного ущерба при разгерметизации морского нефтегазопровода показывает, что затраты на ремонтные работы по восстановлению его работоспособности значительно превышают стоимость применяемых компенсационных мероприятий, учитывающих особенности арктического шельфа: наличие СММП в прибрежной зоне, увеличение плотности морской воды в результате проведения строительных работ, наличие неровностей, имеющих на дне траншеи по трассе морского трубопровода.

Достоверность и обоснованность результатов научных исследований обеспечены корректным использованием экспериментальных сведений, расчетно-аналитических методов и методов математического моделирования физических процессов, а полученные результаты коррелируются с фундаментальными положениями строительной механики, теории упругости, гидродинамики.

На защиту выносятся:

1. В области проектирования морского трубопровода:
 - математическая модель процесса вертикального выпучивания морского трубопровода, обусловленного осевыми сжимающими напряжениями,

возникающими при наличии неровностей, имеющихся на дне траншеи применительно к арктическому шельфу;

- аналитические зависимости для определения необходимой величины заглубления трубопровода в морское дно;

- метод определения коэффициента надежности устойчивости положения трубопровода $k_{н.в}$ (против всплытия) морского трубопровода в зависимости от физико-механических характеристик донных грунтов;

- аналитические зависимости, позволяющие оценить изменения планово-высотного положения морского трубопровода, а также НДС трубопровода с учетом его теплового и силового взаимодействия с СММП при их промерзании или протаивании.

2. В области эксплуатации морского трубопровода:

- математическая модель переходного гидродинамического процесса после образования утечки перекачиваемых углеводородов в морском трубопроводе;

- аналитические зависимости оперативного определения места утечки в морском трубопроводе.

Апробация результатов диссертации. Основные положения диссертации докладывались, обсуждались и получили положительную оценку на «14-ом Российском нефтегазовом конгрессе» (г. Москва, 2018 г.), НТС ООО «ЭКСИКОМ» (г. Москва, 2018 г.), международных научно-технических конференциях «Освоение ресурсов нефти и газа Российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2006, 2008, 2010, 2012, 2014, 2016, 2018 гг.), международных конференциях «Освоение шельфа России и СНГ» (г. Москва, 2014, 2015, 2016, 2018 гг.), международных технических симпозиумах «Трубопроводный транспорт» (RPI, г. Москва, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 гг.), всероссийских научно-технических конференциях «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва, 2012, 2016 гг.), международных конференциях SPE «Разработка месторождений в осложненных условиях и Арктике» (г. Москва, 2011, 2013 гг.), международных научно-технических конференциях «Газотранспортные

системы» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2013, 2015, 2017 гг.), 5-ом международном топливно-энергетическом форуме «От современных нефтегазовых технологий к стабильному отраслевому развитию, ЭНЕРКОН-2014» (г. Москва, 2014 г.), международной конференции и выставке Института Адама Смита «Нефть и газ Российской Арктики – 2013» (г. Москва, 2013 г.), международной научно-технической конференции «Безопасность морских объектов» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2007 г.), научно-практической конференции (ИПТЭР, г. Уфа, 2007 г.), 4-й международной конференции «Освоение шельфа: Бизнес-аспекты разработки нефтегазовых месторождений России и каспийского региона» (г. Москва, 2007 г.), II научно-технической конференции «Сварочные и родственные технологии для подводных переходов и морских нефтегазовых сооружений» (Московская обл., 2009 г.).

Личный вклад. Все основные результаты, выводы и положения, выносимые на защиту, получены автором лично. В совместных работах автору принадлежит ведущая роль в разработке общей структуры работы, формировании целостной концепции научного исследования, в постановке задач и теоретических подходах к их решению, обобщении, обработке и апробации полученных результатов, подготовке публикаций по выполненной работе и формулировании выводов.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 68 научных работ, в том числе 11 статей в ведущих рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК Минобрнауки России, 4 – в изданиях, индексируемых в международной базе SCOPUS, 4 свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ, 1 монография, 3 нормативных документа организации.

Структура диссертации

Диссертационная работа изложена на 289 страницах, содержит 63 рисунка и 44 таблицы, состоит из введения, шести глав, выводов, списка цитируемой литературы, насчитывающего 337 ссылок на работы отечественных и зарубежных авторов.

Основное содержание работы

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и задачи исследования, научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость результатов работы.

В **первой главе** рассмотрены особые условия эксплуатации построенных и проектируемых морских трубопроводов в России (подводный переход магистрального газопровода Ямал-Европа через Байдарацкую губу, где наблюдаются просадка и пучение грунтов при тепловом взаимодействии с газопроводом, подводный нефтепровод с берега на стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал «Варандей», трасса которого характеризуется широким распространением многолетнемерзлых пород, эксплуатируемый газопровод «Северный поток» и проектируемый газопровод «Северный поток – 2», в прибрежной зоне которых литодинамические процессы могут привести к существенному увеличению плотности морской среды из-за роста концентрации взвешенных частиц в воде и потере устойчивости газопроводов). Выявлено, что при проектировании помимо климатических, океанологических и гидродинамических особенностей арктического шельфа (сложная и труднопрогнозируемая ледовая обстановка, сложное строение поверхностных слоев донных и прибрежных грунтов, возможность разжижения донного грунта в результате волновых нагрузок), следует принимать во внимание и такие факторы, как оттаивание и пучение донных грунтов, сложенных характерными для транзитных зон СММП, увеличение плотности морской воды (например, при проведении дноуглубительных работ), смещение заглубленного морского трубопровода от неровностей, присутствующих на дне траншеи, игнорирование которых может привести к существенному снижению его работоспособности.

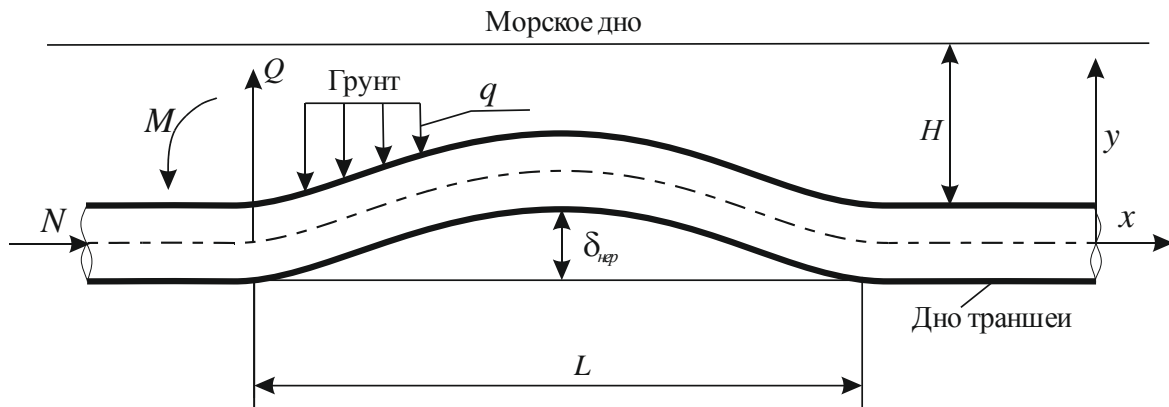
Поскольку морские трубопроводы относятся к транспортным системам повышенной опасности, к их проектированию и эксплуатации должны предъявляться особые требования, обеспечивающие целостность и работоспособность трубопроводов в течение всего срока их эксплуатации. Особую трудность представляет обеспечение устойчивости морских трубопроводов,

проложенных в сложных инженерно-геологических условиях. Несмотря на немалые успехи в вопросах проектировании и разработки нормативных методов расчета несущей способности морских трубопроводов (например, расчет трубопроводов на действие внутреннего и наружного давления; расчет трубопроводов на циклические нагрузки; оценка устойчивости трубопроводов; расчет на ударные нагрузки; оценка сейсмостойкости трубопровода; расчет по обнаружению утечек из морских трубопроводов), проведенный анализ позволил сделать вывод о том, что при учете опасных воздействий, которым может подвергнуться проектируемый трубопровод на акватории замерзающих морей арктического шельфа (геокриологические, литодинамические), требуется совершенствование следующих методов проектирования морских трубопроводов: расчет общей устойчивости морских трубопроводов в продольном направлении при особых сочетаниях нагрузок; расчет воздействий на морские трубопроводы, учитывающий потенциальную возможность их вертикального выпучивания; расчет устойчивости морских трубопроводов (против всплытия), учитывающий влияние взвешенных частиц на морскую среду в зависимости от физико-механических характеристик донных грунтов (плотность, удельное сцепление, угол внутреннего трения, влажность); расчет напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов, учитывающий их тепловое и силовое взаимодействие с СММП в транзитной зоне арктического шельфа; разработка новых аналитических методов по обнаружению возможных утечек, основанных на анализе переходных гидродинамических процессов при их образовании.

Вторая глава посвящена разработке метода оценки продольной устойчивости морского трубопровода в вертикальной плоскости и метода определения необходимой величины его заглубления в морское дно, исключающей его всплытие.

Потеря устойчивости заглубленного морского трубопровода при вертикальном выпучивании обусловлена взаимодействием между осевым усилием сжатия от давления и температуры перекачиваемого продукта, на что существенно могут также повлиять и неровности, имеющиеся на дне траншеи. При эксплуатации

трубопровода, возникающие в нем внутренние давление и температура оказываются выше, чем в период укладки, так что осевое усилие становится усилием сжатия. Стабильность положения трубопровода зависит от профиля дна траншеи и самого трубопровода, который находится в контакте с донным основанием, а также от направленных вниз распределенных поперечных нагрузок собственного веса трубопровода с перекачиваемым продуктом и собственного веса перекрывающего слоя грунта, удерживающих трубопровод в равновесном положении. При рассмотрении НДС трубопровода на произвольно выбранном участке вертикального выпора он моделируется упругим стержнем, на который воздействует осевая сжимающая сила N с заданной жесткостью поперечного сечения трубы при растяжении (сжатии) EI (рисунок 1).



N – результирующая продольная (осевая) сила, при сжатии имеющая положительное направление; Q – поперечная сила; q – интенсивность поперечной нагрузки; M – изгибающий момент; $\delta_{\text{нер}}$ – высота неровности дна траншеи

Рисунок 1 – Расчётная схема трубопровода

Направленная вниз и необходимая для удержания трубопровода в равновесии интенсивность поперечной нагрузки q определяется как

$$q = -N \frac{d^2 y}{dx^2} - \frac{d^2 M}{dx^2} = -N \frac{d^2 y}{dx^2} - \pi R^3 t E \frac{d^4 y}{dx^4}, \quad (1)$$

где E – модуль упругости металла трубы; t – толщина стенки; R – радиус трубопровода.

Для различных видов неровностей дна траншеи, каждая из которых характеризуется высотой $\delta_{\text{нер}}$ и длиной $L = \sqrt[4]{\frac{72EI\delta_{\text{нер}}}{q}}$, форму профиля неровности можно определить формулой:

$$y = \frac{\delta_{\text{нер}} \left[1 - \cos\left(\frac{2\pi x}{L}\right) \right]}{2}, \quad 0 < x < L. \quad (2)$$

Наибольшее значение (на вершине неровности) требуемой для стабилизации трубопровода силы q с учетом (1, 2) определяется как

$$q = 2\delta_{\text{нер}} N \left(\frac{\pi}{L}\right)^2 - 8\delta_{\text{нер}} EI \left(\frac{\pi}{L}\right)^4. \quad (3)$$

Автором была проведена аппроксимация универсальной кривой в безразмерных параметрах Φ_w (Φ_L), где $\Phi_w = \frac{qEI}{\delta_{\text{нер}} N^2}$ – направленный вниз максимальный параметр заложения, $\Phi_L = L \sqrt{\frac{N}{EI}}$ – параметр длины неровности, I – момент инерции поперечного сечения трубы), полученной Э. Палмером и другими при исследовании неустойчивого состояния морских трубопроводов путем усреднения результатов множества численных вычислений и натуральных экспериментов. На 2-ом и 3-ем участках с помощью метода наименьших квадратов были вычислены константы и универсальная кривая (рисунок 2), представленная следующим образом:

$$\text{при } \Phi_L < 4.49, \quad \Phi_w = 0.0646; \quad (4)$$

$$\text{при } 4.49 < \Phi_L < 8.06, \quad \Phi_w = \frac{5.663}{\Phi_L^2} - \frac{87.743}{\Phi_L^4}; \quad (5)$$

$$\text{при } \Phi_L > 8.06, \quad \Phi_w = \frac{9.6}{\Phi_L^2} - \frac{352.3}{\Phi_L^4}. \quad (6)$$

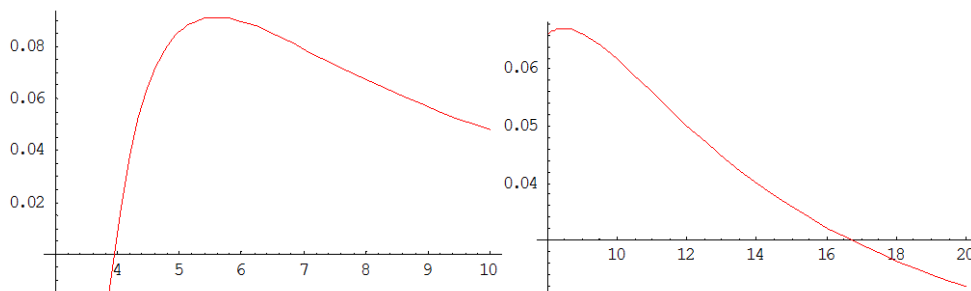
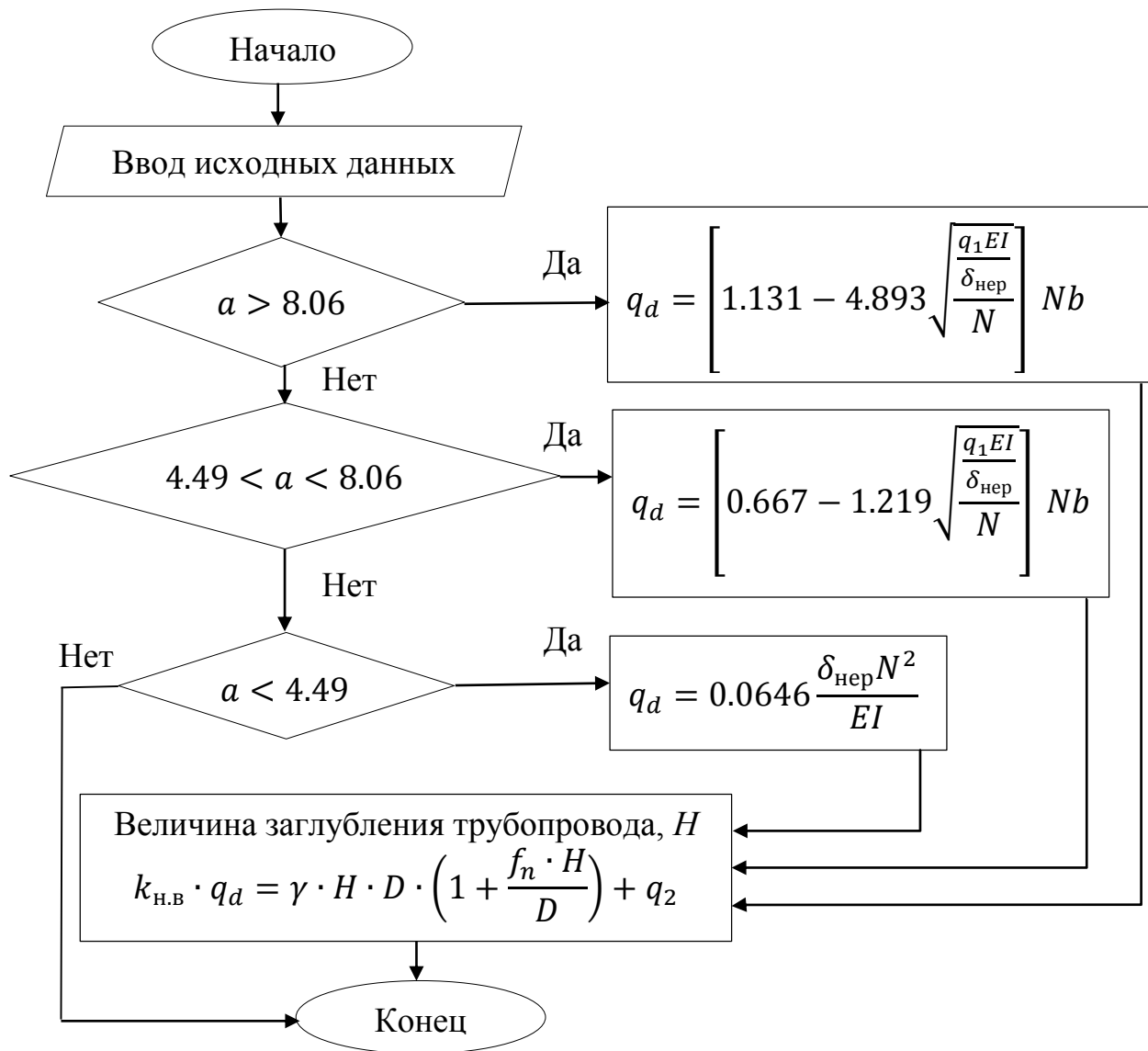


Рисунок 2 – Универсальная кривая зависимости Φ_w от Φ_L

С помощью методов компьютерной алгебры Mathematica 11 был разработан программный комплекс (рисунок 3), позволяющий проводить оценку условий потери устойчивости морского трубопровода в вертикальной плоскости и определять требуемую глубину его заложения H в морское дно для предотвращения этого явления.



$a = \sqrt[4]{\frac{72\delta_{\text{неп}}N^2}{q_1EI}}$; $b = \sqrt{\frac{\delta_{\text{неп}}q_1}{EI}}$; q_1 – погонный погружной вес установленной трубы; $k_{\text{н.в}}$ – коэффициент надежности устойчивого положения (против всплытия) трубопровода; q_2 – погонный погружной вес установленной трубы в условиях эксплуатации

Рисунок 3 – Программный комплекс

Предложенный метод оценки условий потери устойчивости заглубленного морского трубопровода в вертикальной плоскости и требуемой глубины его заложения применим при практическом проектировании и может применяться при совершенствовании действующих и разработке новых норм и правил при проектировании и строительстве морских трубопроводов.

В третьей главе изложены результаты нормирования условий устойчивого положения (против всплытия) морского трубопровода.

На устойчивость морского трубопровода существенное влияние оказывают сложные инженерно-геологические условия дна морской акватории арктического шельфа, которое может подвергаться воздействию опасных геологических процессов. Основными причинами их развития являются геодинамические и гидрометеорологические факторы. Под их влиянием осадочные частицы, поступающие на участок поверхности моря, перемещаются вместе с толщей воды, образуя обширные облака и шлейфы взвеси, концентрация которых многократно превышает естественный фон. К таким факторам относятся работы, проводимые при освоении шельфовых месторождений углеводородов (например, укладка подводных трубопроводов, дноуглубительные работы) и приводящие к многократному превышению естественного фона концентрации взвеси. Масштабы распространения облака взвеси и время его рассеивания определяются рядом факторов, наиболее значимыми из которых являются: способ проведения дноуглубительных работ; применение различного оборудования (драг, землесосов, гидромониторов и т.д.); способ сброса грунта и его объем; глубина и скорость течения в месте образования взвеси и ее гранулометрический состав. Все применяемые механизмы в той или иной степени способствуют увеличению концентрации взвеси по сравнению с фоновыми значениями, то есть при их непрерывной работе образуется квазистационарное облако (шлейф) взвеси в воде.

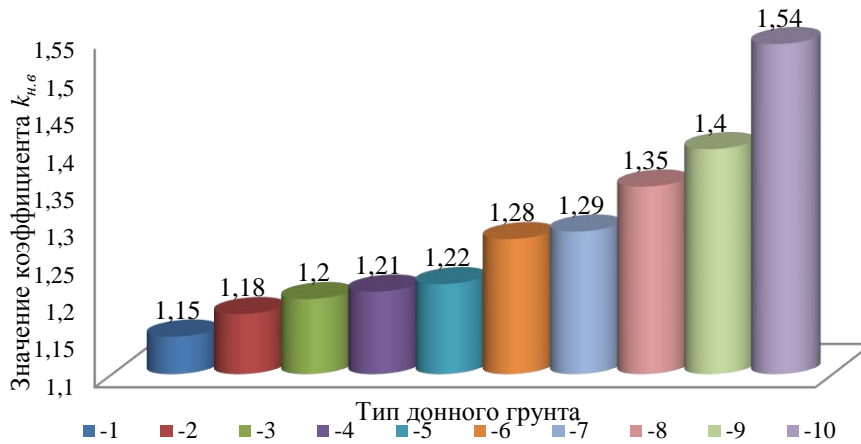
При расчете морских трубопроводов на устойчивость важно корректно определить коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода $k_{н.в}$, который прямо пропорционален сумме расчетных нагрузок, действующих сверху вниз $Q_{пас}$, и обратно пропорционален сумме расчетных нагрузок на трубопровод, действующих снизу вверх $Q_{акт}$,

$$k_{н.в} = \frac{Q_{пас}}{Q_{акт}}. \quad (7)$$

Российский ГОСТ Р 54382-2011 «Подводные трубопроводные системы» и норвежские нормы DNV RP E305 «Расчет устойчивости на дне подводных трубопроводов» рекомендуют применять в статическом расчете коэффициент запаса устойчивости трубопровода $k_{н.в} \geq 1,1$. Однако в научно-технической и нормативной литературе для морских трубопроводов случаи применения иных

значений коэффициента $k_{н.в}$ не приводятся, кроме случаев расчета на устойчивость (против всплытия) подводных переходов трубопроводов, где даются его различные значения. Однако на этапе проектирования отсутствуют достоверные гидрологические данные, а также данные о составе донных грунтов и концентрации взвеси, возникающей в ходе строительных работ, что определяет важность определения значения $k_{н.в}$. Все вышеперечисленное может привести к некорректным значениям толщины стенки бетона, что может вызвать потерю устойчивости морского трубопровода в период его строительства. В связи с этим автором были проведены расчеты по оценке концентрации взвеси, возможной при проведении дноуглубительных работ, по определению значения той компенсирующей массы, обеспечивающей устойчивое положение морского трубопровода, и толщины слоя бетона.

Расчеты проводились для морского трубопровода диаметром 914,1 мм с толщиной стенки 23,04 мм при давлении 9,3 МПа и двух значениях плотности бетона – 2600 и 3100 кг/м³. В расчетах принята величина водопоглощения бетона 5 %, использованы технические характеристики самоходного трюмного землесоса с волочащимся грунтоприемником POSEIDON с вместимостью трюма 4720 м³ и производительностью по грунту до 4000 м³/ч. Автором определена масса частиц грунта, выходящих во взвесь при погрузке с переливом, переходящих во взвешенное состояние при строительных работах. Выбраны наибольшие значения разницы масс трубопроводов, которые учитывают совместное влияние как фоновой концентрации взвешенных наносов, так и концентрации выходящих во взвесь грунтов при проведении дноуглубительных работ. Также для расчетов были выбраны наибольшие значения коэффициента $k_{н.в}$ для минимального значения плотности морской воды, учитывающие в неявном виде фоновую концентрацию взвешенных наносов, а также частиц выходящего во взвесь грунта при проведении строительных работ в период укладки трубопровода (рисунок 4).



1 – пески средние и крупные; 2 – супеси твердые; 3 – пески мелкие; 4 – пески мелкие пылеватые; 5 – супеси пластичные; 6 – суглинки полутвердые и твердые; 7 – суглинки тугопластичные; 8 – суглинки мягкопластичные; 9 – супеси текучие (супесчаные илы); 10 – суглинки текучие (суглинистые илы)

Рисунок 4 – Зависимость коэффициента $k_{н,в}$ от физико-механических характеристик донного грунта

В результате проведения данного исследования сформулирована рекомендация подрядчикам организовать контроль процесса проведения дноуглубительных работ: захоронение грунтов в специально отведенных местах для снижения концентрации взвешенных веществ.

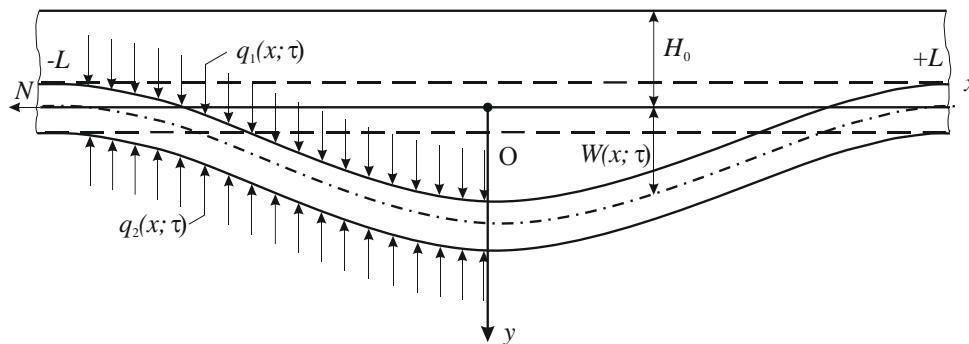
В четвертой главе изложены результаты исследований прочности и устойчивости морских трубопроводов при наличии мерзлых донных грунтов в транзитной зоне арктического шельфа. Одним из отклонений эксплуатационных параметров от проектных является изменение планового и высотного положения трубопровода относительно проектного положения, вызванное взаимодействием трубопровода с окружающими донными грунтами. Это обусловлено значительным изменением их температуры в процессе эксплуатации трубопровода и сильной сжимаемостью за счет их высокой льдистости. При наличии СММП вследствие их промерзания и протаивания возникают дополнительные нагрузки на трубопровод в виде растягивающих и сжимающих сил и изгибающих моментов. Это может вызвать повышение напряжений на отдельных участках, что создает предпосылки для аварийных ситуаций.

Критерием технического состояния морских трубопроводов являются эквивалентные напряжения, позволяющие на участках распространения СММП оценить степень влияния грунтового фактора на устойчивость трубопровода.

При изменении высотного положения трубопровода (рисунок 5) к основным продольным напряжениям с учетом возможных температурных напряжений в стенке трубы добавляются дополнительные продольные напряжения $\Delta\sigma_{пр}$:

$$\Delta\sigma_{пр} = \pm \frac{M(x;\tau)}{W(x;\tau)} = \pm \frac{E \cdot D}{2} \cdot \frac{\partial^2 W(x;\tau)}{\partial x^2}, \quad (8)$$

где M – изгибающий момент; $W(x; \tau)$ – прогиб трубопровода в сечении x в момент времени τ ; D – наружный диаметр трубы.



$q_1(x; \tau)$ – усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вниз; $q_2(x; \tau)$ – усредненная распределенная нагрузка, действующая на трубопровод вверх (с учетом симметрии нагрузки $q_1(x; \tau)$ и $q_2(x; \tau)$ показаны в левой части рисунка); $N(x)$ – продольная сжимающая сила; H_0 – начальное расстояние от оси трубопровода до ненарушенной поверхности морского дна; $2L$ – длина рассматриваемой области залегания грунта; ось ox совпадает с упругой осью трубопровода

Рисунок 5 – Схема взаимодействия трубопровода с СММП при их протаивании

Для определения значений $W(x; \tau)$ и, соответственно $\Delta\sigma_{пр}$, исследованы следующие расчетные схемы теплового и силового взаимодействия морских трубопроводов на участках, где возможно протаивание СММП: 1) балочная расчетная схема, позволяющая изучать влияние изменения давления перекачиваемого продукта на планово-высотное положение трубопровода, продольные и эквивалентные напряжения трубопроводов с учетом работы грунта в предельном состоянии (расчетная схема № 1); 2) балочная расчетная схема с учетом динамического нагружения (расчетная схема № 2).

Согласно расчетной схеме № 1 дифференциальное уравнение продольно-поперечного изгиба упругой линии балки, лежащей на поверхности грунтового основания, описываемого моделью, предложенной Винклером – Фуссом и Пастернаком, имеет вид:

$$EI \frac{\partial^4 W(x; \tau)}{\partial x^4} - N(x) \frac{\partial^2 W(x; \tau)}{\partial x^2} + kW(x; \tau) = q_1(x; \tau) - q_2(x; \tau), \quad (9)$$

где E – модуль упругости материалы трубы; I – момент инерции поперечного сечения трубы; x – независимая переменная, совпадающая с продольной осевой координатой; k – коэффициент пропорциональности (коэффициент постели основания или коэффициент нормального сопротивления грунта).

Составляющая $(q_1(x; \tau) - q_2(x; \tau))$ в выражении (9) представляет собой интенсивность внешней нагрузки. Погонная нагрузка $q_1(x; \tau)$ состоит из двух составляющих: нагрузки от действия грунта $q_{1гр}(x; \tau)$ и нагрузки от действия самого трубопровода $q_{1тр}(x; \tau)$. Распределенная погонная нагрузка $q_{1гр}(x; \tau)$ определяется с учетом того, что высота грунта над трубопроводом одинакова в любом сечении x , что справедливо для трубопроводов малого диаметра и корректируется для трубопроводов большого диаметра поправкой $\frac{D}{2H_0}$. Погонная нагрузка $q_2(x; \tau)$ складывается из двух составляющих: первая из них связана с нормальной реакцией грунта, вторая составляющая представляет собой силу вязкости, возникающую при обтекании трубопровода грунтом. Таким образом, значения $q_1(x; \tau)$ и $q_2(x; \tau)$ определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} q_1(x; \tau) &= q_{гр} + q_{тр} = \gamma_{гр}[W(x; \tau) + H_0] \cdot D + q_{тр} \\ q_2(x; \tau) &= q_p + q_{вяз} = R(T) \cdot D + 10.53\eta(T) \cdot \frac{\partial W(x; \tau)}{\partial \tau} \end{aligned} \right\}, \quad (10)$$

где $R(T)$ – несущая способность грунта, определённая экспериментально для слабонесущих глинистых грунтов, распространение которых наиболее характерно для транзитной зоны арктических морей; $\eta(T)$ – динамическая вязкость:

$$\left. \begin{aligned} R(T) &= (54.7 - 0.48 \cdot (T - 275)) \cdot 10^3 \\ \eta(T) &= 3.74 \cdot 10^9 \cdot e^{-0.22 \cdot (T - 275)} \end{aligned} \right\}. \quad (11)$$

Учитывая систему уравнений (11) и вводя следующие обозначения:

$$a = \frac{N(x)}{EI}; \quad b = \frac{10,53 \cdot \eta(T)}{EI}; \quad c = \frac{(c_{yo} - \gamma_{гр}) \cdot D}{EI}; \quad h = \frac{q_{тр} + D \cdot [\gamma_{гр} \cdot H_0 - R(T)]}{EI},$$

уравнение (9) записывается в следующем виде:

$$\frac{\partial^4 W(x; \tau)}{\partial x^4} - a \cdot \frac{\partial^2 W(x; \tau)}{\partial x^2} + b \cdot \frac{\partial W(x; \tau)}{\partial \tau} + c \cdot W(x; \tau) - h = 0. \quad (12)$$

Для решения уравнения в частных производных должны быть заданы граничные и начальные условия на расчетном участке $(-L) - (+L)$ (рисунок 5): если трубопровод на концах рассматриваемого участка жестко заземлен в грунтах, где их протаивание исключено, то

$$W(\pm L; \tau) = W'(\pm L; \tau) = 0. \quad (13)$$

Начальное условие определяется из представления о том, что при $\tau = 0$ перемещений не происходит и, соответственно, скорость перемещений также отсутствует. Решение уравнения (12) с учетом граничных и начальных условий (13) находится разделением переменных (метод Фурье) и с помощью системы компьютерной математики Maple 2017.

Практический интерес представляет собой вид предельной кривой трубопровода, соответствующий времени осадки $\tau \rightarrow \infty$. В этом случае результат может быть получен в замкнутом виде и имеет окончательное выражение для $W(x)$:

$$W(x) = -\frac{h}{2fc(1+C_L)(1+F_L)A_x B_x} \cdot \{-2fA_x B_x(1+C_L+F_L+C_L F_L) + (a+f)A_L F_L B_x + (a+f)A_L B_x - (a-f)C_L B_L A_x - (a+f)B_L A_x + (a+f)A_L C_x B_x - (a-f)C_L B_L A_x F_x - (a-f)B_L A_x F_x + (a+f)A_L F_L C_x B_x\}, \quad (14)$$

где $f = \sqrt{a^2 - 4c}$; $C_L = e^{\sqrt{2}\sqrt{a-\sqrt{a^2-4cL}}}$; $C_x = e^{\sqrt{2}\sqrt{a-\sqrt{a^2-4cx}}}$; $F_L = e^{\sqrt{2}\sqrt{a+\sqrt{a^2-4cL}}}$;

$$F_x = e^{\sqrt{2}\sqrt{a+\sqrt{a^2-4cx}}}; \quad A_x = e^{\frac{\sqrt{a-\sqrt{a^2-4cx}}}{\sqrt{2}}};$$

$$A_L = e^{\frac{\sqrt{a-\sqrt{a^2-4cL}}}{\sqrt{2}}}; \quad B_x = e^{\frac{\sqrt{a+\sqrt{a^2-4cx}}}{\sqrt{2}}}; \quad B_L = e^{\frac{\sqrt{a+\sqrt{a^2-4cL}}}{\sqrt{2}}}.$$

Согласно расчетной схеме № 2 трубопровод представляется в виде упругоизогнутого стержня постоянного кольцевого сечения с постоянным распределением массы по его длине, а упругая ось трубопровода в недеформированном состоянии прямолинейна и совпадает с линией центров

тяжести его поперечных сечений, при этом большая длина при относительно малой изгибной жесткости делает конструкцию трубопровода особенно чувствительной к продольным, изгибным перемещениям.

Тогда отклонения точек оси рассматриваемого стержня при поперечных перемещениях однозначно определяются функцией координаты x и времени τ . Эта функция имеет вид:

$$EI \frac{\partial^4 W(x;\tau)}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 W(x;\tau)}{\partial \tau^2} = q_1(x;\tau) - q_2(x;\tau), \quad (15)$$

где m – погонная масса трубопровода с учетом транспортируемого продукта; x – независимая переменная, совпадающая с продольной осевой координатой.

Составляющая $\left(m \frac{\partial^2 W(x;\tau)}{\partial \tau^2}\right)$ в выражении (15) представляет собой интенсивность сил инерции, обусловленных ускорением перемещений трубопровода. После соответствующих преобразований с учетом (10) уравнение (15) записывается как:

$$EI \frac{\partial^4 W(x;\tau)}{\partial x^4} + m \frac{\partial^2 W(x;\tau)}{\partial \tau^2} + 10,53 \cdot \eta \cdot \frac{\partial W(x;\tau)}{\partial \tau} - \gamma_{\text{ГР}} D \cdot W(x;\tau) = a, \quad (16)$$

где $\frac{\partial W(x;\tau)}{\partial \tau}$ – скорость осадки трубопровода; $a = q_{\text{тр}} + D \cdot [\gamma_{\text{ГР}} \cdot H_0 - R]$; H_0 – начальное расстояние от оси трубопровода до ненарушенной поверхности морского дна.

Решение уравнения (16) с учетом граничных и начальных условий находится разделением переменных (метод Фурье) и с помощью системы компьютерной математики Maple 2017.

Практический интерес, как и для расчетной схемы № 1, представляет собой вид предельной кривой трубопровода, т.е. выражение для $W(x)$:

$$W(x) = \frac{a}{2gR} \left(\frac{n(1+k^2)}{2k(n^2+1)} + \frac{s(1+z^2)}{2z(s^2+1)} - 1 \right), \quad (17)$$

$$\text{где } k = e^{\frac{x^4 \sqrt{2gRE^3 I^3}}{EI}}; n = e^{\frac{L^4 \sqrt{2gRE^3 I^3}}{EI}}; s = e^{\frac{L^4 \sqrt{2gRE^3 I^3}}{E}}; z = e^{\frac{x^4 \sqrt{2gRE^3 I^3}}{E}}.$$

Дополнительные продольные напряжения в стенке трубопровода находятся согласно (8). С учетом знака напряжений получаем следующие выражения для полных продольных напряжений в стенке трубопровода:

по нижней образующей трубопровода:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{H}} = \sigma_{\text{пр}} - \Delta\sigma_{\text{пр}} = \nu \cdot \sigma_{\text{кц}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D}{2} \cdot \frac{\partial^2 W(x; \tau)}{\partial x^2}, \quad (18)$$

по верхней образующей трубопровода:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{B}} = \sigma_{\text{пр}} + \Delta\sigma_{\text{пр}} = \nu \cdot \sigma_{\text{кц}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D}{2} \cdot \frac{\partial^2 W(x; \tau)}{\partial x^2}. \quad (19)$$

Были выполнены расчеты для двух расчетных схем с учетом перекачиваемых сред – нефти и газа – при значениях температуры на поверхности трубопровода и соответствующих им размеров ореола протаивания грунта под трубопроводами и различных значениях высоты перекрывающего слоя грунта (расчет проводился для времени, максимально соответствующему реальному времени осадки). При проведении расчетов была принята наибольшая глубина ореола протаивания для грунта с низкой несущей способностью. Были определены изменения высотного положения трубопроводов (рисунки 6, 7):

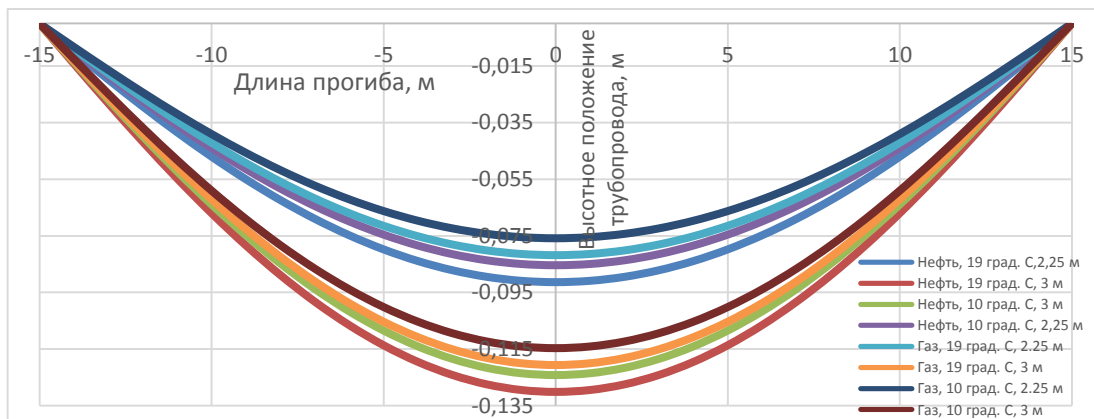


Рисунок 6 – Графики изменения высотного положения газопровода и нефтепровода для значений температуры на их поверхности $T = 10, 19 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 1)

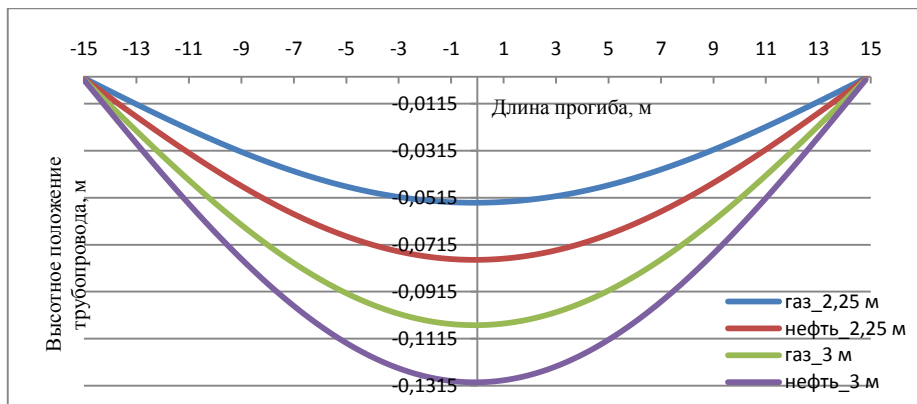


Рисунок 7 – Графики изменения высотного положения газопровода и нефтепровода для значения температуры на их поверхности $T = 19 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 2)

изгибающего момента (рисунки 8, 9):

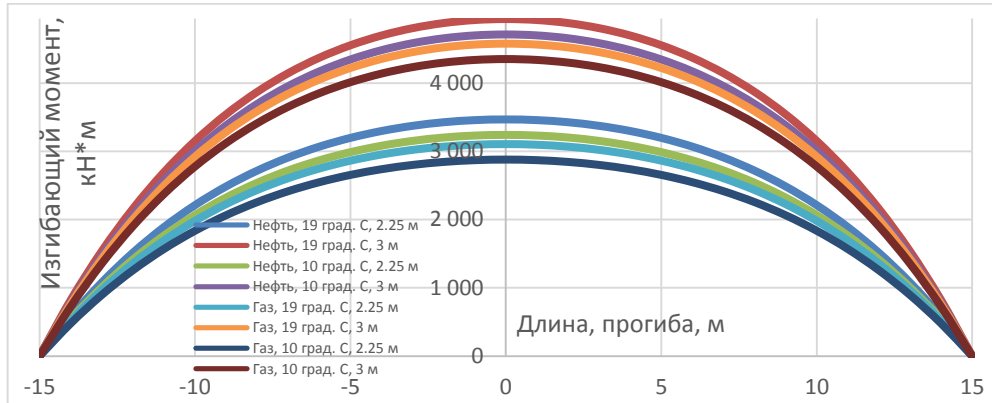


Рисунок 8 – Графики изгибающего момента газопровода и нефтепровода для значений температуры на их поверхности $T = 10, 19^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 1)

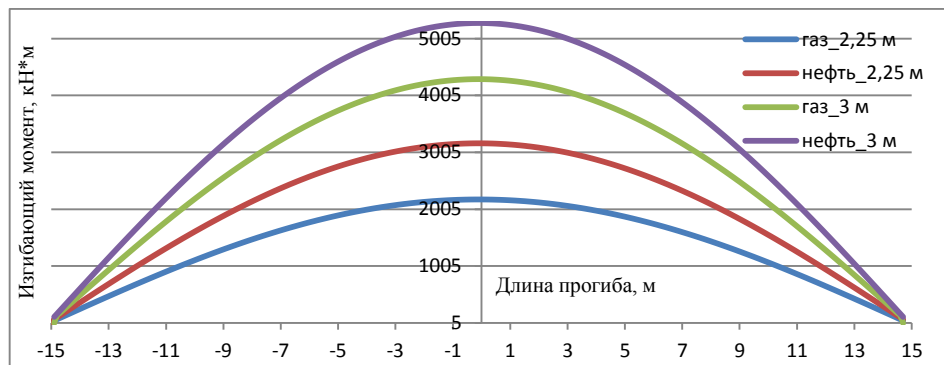


Рисунок 9 – Графики изгибающего момента газопровода и нефтепровода для значения температуры на их поверхности $T = 19^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 2)

полных продольных напряжений по верхней (рисунки 10, 11) и нижней (рисунки 12, 13) образующим трубопровода в зависимости от пространственных координат:

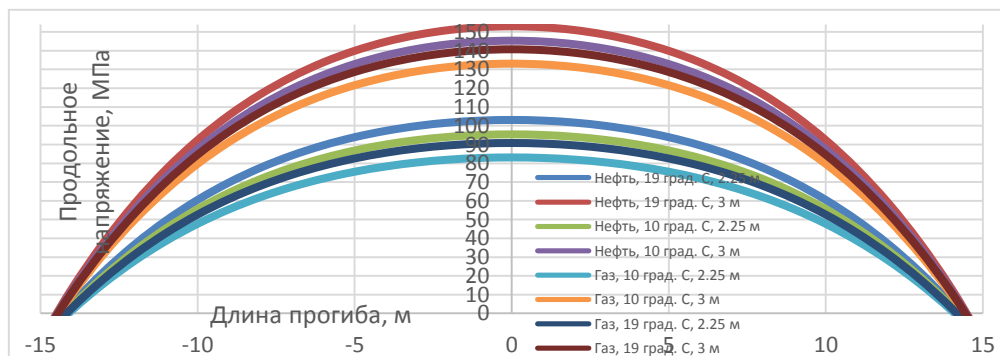


Рисунок 10 – Графики зависимости полного продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{В}}$ газопровода и нефтепровода для значений температуры на их поверхности $T = 10, 19^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 1)

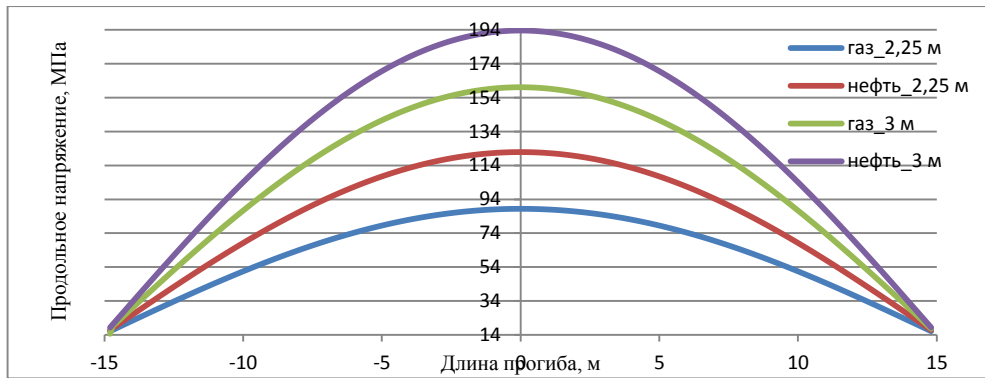


Рисунок 11 – Графики зависимости полного продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{В}}$ газопровода и нефтепровода для значения температуры на их поверхности $T = 19\text{ }^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 2)

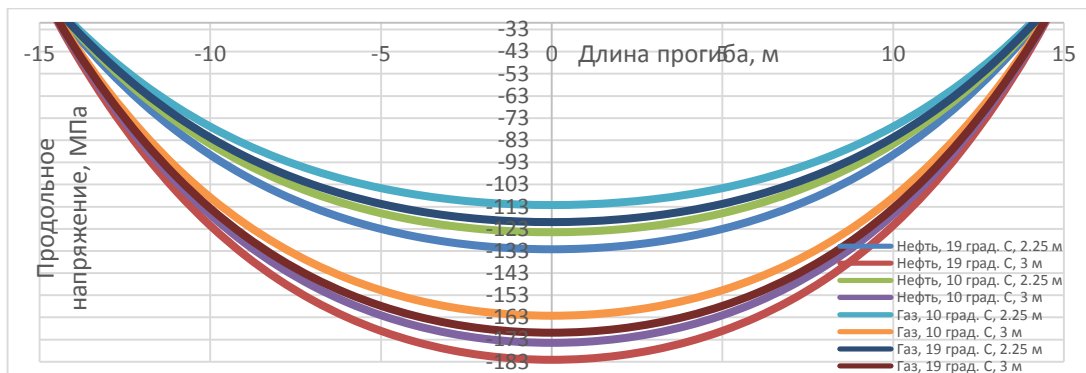


Рисунок 12 – Графики зависимости полного продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{Н}}$ газопровода и нефтепровода для значений температуры на их поверхности $T = 10, 19\text{ }^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 1)

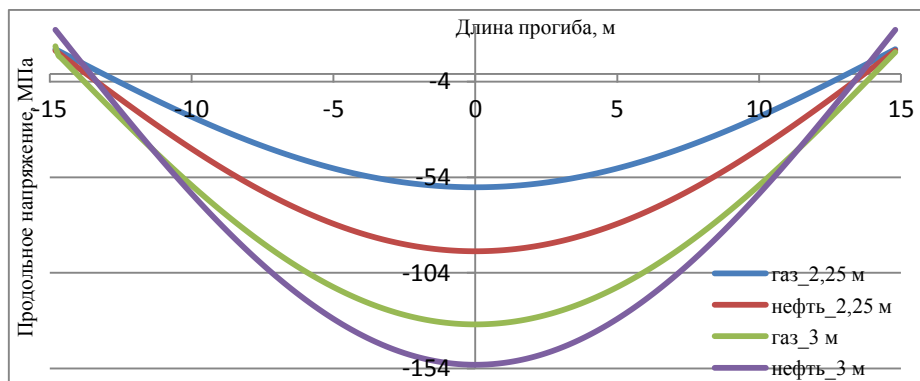


Рисунок 13 – Графики зависимости полного продольного напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{Н}}$ газопровода и нефтепровода для значения температуры на их поверхности $T = 19\text{ }^{\circ}\text{C}$ при значениях перекрывающего слоя грунта 2,25 и 3 м (схема № 2)

Были также определены эквивалентные напряжения по верхней и нижней образующим трубопровода (таблицы 1, 2).

Таблица 1 – Расчетные максимальные механические напряжения в стенке трубопровода в сечении с координатой $x = 0$ (расчетная схема № 1)

Температура $T, ^\circ\text{C}$	Кольцевое напряжение $\sigma_{\text{кц}}, \text{МПа}$	Перекачиваемый продукт/перекрывающий слой грунта, м	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{пр}}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{экв}}, \text{МПа}$	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{пр}}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{экв}}, \text{МПа}$
10	254,57	газ / 2,25	112.262	304.755	-83.1171	220.979
		нефть / 2,25	124.54	313.359	-95.3957	220.485
		газ / 3	162.239	341.181	-133.094	223.221
		нефть / 3	174.475	350.609	-145.331	225.461
15	254,57	газ / 2,25	116.535	307.721	-87.3906	220.73
		нефть / 2,25	128.814	316.41	-99.6691	220.473
		газ / 3	166.497	344.442	-137.353	223.927
		нефть / 3	178.734	353.93	-149.59	226.391
20	254,57	газ / 2,25	120.808	310.718	-91.664	220.563
		нефть / 2,25	133.087	319.489	-103.943	220.544
		газ / 3	170.756	347.725	-141.612	224.712
		нефть / 3	182.993	357.272	-153.849	227.396

Таблица 2 – Расчетные максимальные механические напряжения в стенке трубопровода в сечении с координатой $x = 0$ (расчетная схема № 2)

Температура $T, ^\circ\text{C}$	Кольцевое напряжение $\sigma_{\text{кц}}, \text{МПа}$	Перекачиваемый продукт/перекрывающий слой грунта, м	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{пр}}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{экв}}, \text{МПа}$	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{пр}}, \text{МПа}$	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{экв}}, \text{МПа}$
10	254,57	газ / 2,25	66,51	275,17	-37,366	228,69
		нефть / 2,25	100,00	296,42	-70,86	222,15
		газ / 3	138,28	323,27	-109,14	220,74
		нефть / 3	171,77	339,03	-130,27	224,91
15	254,57	газ / 2,25	78,66	282,61	-49,52	225,77
		нефть / 2,25	112,15	304,68	-83,01	220,99
		газ / 3	150,43	332,26	-121,29	221,68
		нефть / 3	183,92	348,35	-142,42	227,63
20	254,57	газ / 2,25	90,81	290,36	-61,67	223,46
		нефть / 2,25	124,30	313,19	-95,16	220,49
		газ / 3	162,58	341,44	-133,44	223,26
		нефть / 3	196,074	357,84	-154,60	230,95

Анализ результатов расчета по схемам № 1 и № 2 показал, что значения эквивалентных напряжений на верхней образующей трубы по расчетной схеме № 1 превышают те же значения по расчетной схеме № 2 примерно на 2 – 10 %. Значения прогиба трубопроводов по расчетной схеме № 1 превышают те же значения по расчетной схеме № 2 примерно на 0,9 – 15 %.

Таким образом, сделан вывод, что для оценки НДС морских трубопроводов с учетом существенной неопределенности исходных данных на стадии принятия

проектных решений аналитические выражения расчетной схемы № 1 следует использовать как дающие более консервативные значения.

Оценка точности используемых методов имеет относительную погрешность:

$$\Delta = \left| \frac{\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{АН}} - \sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{ЧИС}}}{\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{АН}}} \right|, \quad (20)$$

где $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{АН}}$ – эквивалентные напряжения согласно полученным выражениям; $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{ЧИС}}$ – эквивалентные напряжения, полученные с использованием метода конечных элементов, реализованного в стандартной программе ANSYS Mechanical Release 15.0. Построенная конечно-элементная модель трубопровода предварительно была сопоставлена с данными измерений плано-высотного положения сухопутного трубопровода из открытых источников: отклонение экспериментально полученных значений перемещения центрального сечения трубопровода от значений, полученных численно, не превысило 7 %, что свидетельствует о достаточной точности вычислений, необходимой для проведения инженерных расчетов. После этого конечно-элементная модель трубопровода была использована для определения эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{ЧИС}}$ и относительной погрешности (таблица 3).

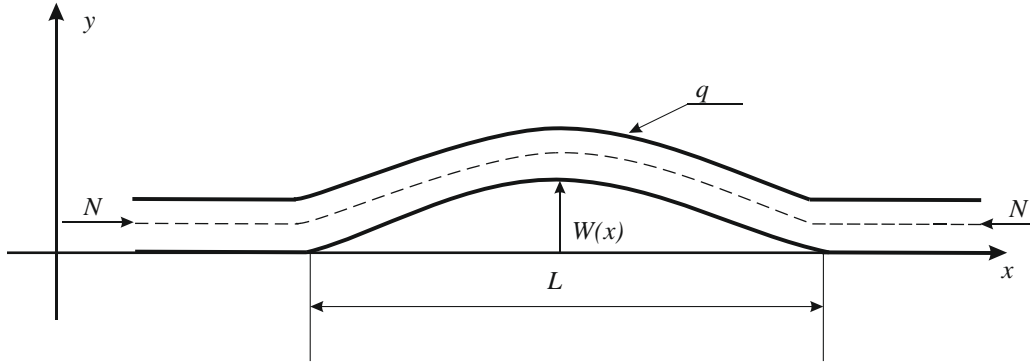
Таблица 3 – Сопоставление численно рассчитанной величины эквивалентных напряжений центрального сечения трубопровода с аналитически определенными значениями

Расчетная схема	Температура T, °C	Перекачиваемый продукт/ перекрывающий слой грунта, м	Расчетные эквивалентные напряжения, МПа		Относительная погрешность Δ
			с использованием аналитических выражений	с применением программы Ansys Mechanical	
1	20	газ / 2,25	310,72	288,69	0,08
		нефть / 2,25	319,49	292,99	0,09
		газ / 3	347,73	309,63	0,12
		нефть / 3	357,27	339,30	0,04
2	20	газ / 2,25	290,36	288,69	0,01
		нефть / 2,25	313,19	292,99	0,07
		газ / 3	341,44	309,63	0,10
		нефть / 3	357,84	339,30	0,05

Как видно, относительная погрешность вычислений не превышает 12 %, что является приемлемым значением для инженерных расчетов.

При промерзании грунта происходит его криогенное (морозное) пучение, обусловленное теплофизическими и физико-механическими закономерностями

промерзания пород, сопровождающееся увеличением их объема. Морской трубопровод в зоне действия морозных сил пучения моделируется стержнем трубчатого сечения (рисунок 14). Рассматриваемый как тонкостенная оболочка при определении кольцевых напряжений и как балка малой кривизны – при определении продольных напряжений.



$W(x)$ – изгиб морского трубопровода в сечении x ; N – продольное сжимающее усилие; q – равномерно распределенная нагрузка, действующая на морской трубопровод сверху

Рисунок 14 – Схема для оценки НДС трубопровода в зоне пучения СММП

Изменение высотного положения участка трубопровода приводит к появлению дополнительных продольных напряжений $\Delta\sigma_{пр}$ при неизменных кольцевых напряжениях $\sigma_{кц}$. Дополнительное продольное напряжение $\Delta\sigma_{пр}$ с учетом того, что изгиб трубопровода может быть описан синусоидой с одной полуволной:

$$W(x) = h_f \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right), \quad (21)$$

согласно (8) определяется как:

$$\Delta\sigma_{пр} = -h_f \left(\frac{\pi}{L}\right)^2 E \cdot r \cdot \sin\left(\frac{\pi x}{L}\right), \quad (22)$$

где h_f – высота бугра пучения; $r = \frac{D}{2}$ – наружный радиус сечения трубы.

На таком участке нагружение, вызванное внешней нагрузкой с погонной силой q , описывается уравнением продольно-поперечного изгиба трубопровода как стержня трубчатого сечения:

$$EI \frac{d^4 W}{dx^4} + N \frac{d^2 W}{dx^2} = q, \quad (23)$$

где N – продольная сила на концах трубопровода, входящая со знаком «+», если она вызывает сжимающее усилие; q – равномерно распределенная поперечная результирующая погонная нагрузка, действующая на трубопровод сверху, определяемая внешними силовыми факторами.

Продольное сжимающее усилие N определяется как:

$$N = EI \left(\frac{\pi}{L} \right)^2 - \frac{q}{h_f \sin\left(\frac{\pi x}{L_0}\right)} \left(\frac{L}{\pi} \right)^2. \quad (24)$$

Учитывая (22), уравнение (23) записывается следующим образом:

$$EI \frac{d^2 \Delta \sigma_{\text{пр}}}{dx^2} + N \cdot \Delta \sigma_{\text{пр}} = q \cdot E \cdot r. \quad (25)$$

Граничные условия для решения дифференциального уравнения (25) определены из условия нулевых дополнительных продольных напряжений $\Delta \sigma_{\text{пр}}$ на границах изгиба:

$$\Delta \sigma_{\text{пр}}(0) = \Delta \sigma_{\text{пр}}(L) = 0. \quad (26)$$

Для решения дифференциального уравнения (25) с учетом граничных условий (26) были использованы методы компьютерной алгебры с привлечением стандартных операторов и пакетов среды Mathematica 11. Дополнительное продольное напряжение $\Delta \sigma_{\text{пр}}$ в произвольном сечении x трубы:

$$\Delta \sigma_{\text{пр}} = \frac{Eqrj(j-1)(j-u)}{N(1+u)}, \quad (27)$$

где $j = e^{\sqrt{\frac{N}{EI}}x}$; $u = e^{\sqrt{\frac{N}{EI}}L}$.

С учетом знака деформаций полные продольные напряжения для трубопровода вычисляются как:

$$\sigma_{\text{пр}} = \sigma_{\text{пр}} \pm \Delta \sigma_{\text{пр}} = \nu \cdot \sigma_{\text{кц}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{Eqrj(j-1)(j-u)}{N(1+u)}. \quad (28)$$

Далее были проведены параметрические исследования для двух перекачиваемых сред (нефть и газ) при различных значениях высоты бугра пучения и соответствующей ему длине изгиба трубопровода и высоты перекрывающего слоя грунта. Определены полные продольные напряжения по верхней и нижней образующей трубопровода (рисунки 15, 16), эквивалентные напряжения по верхней и нижней образующей трубопровода (таблица 4).

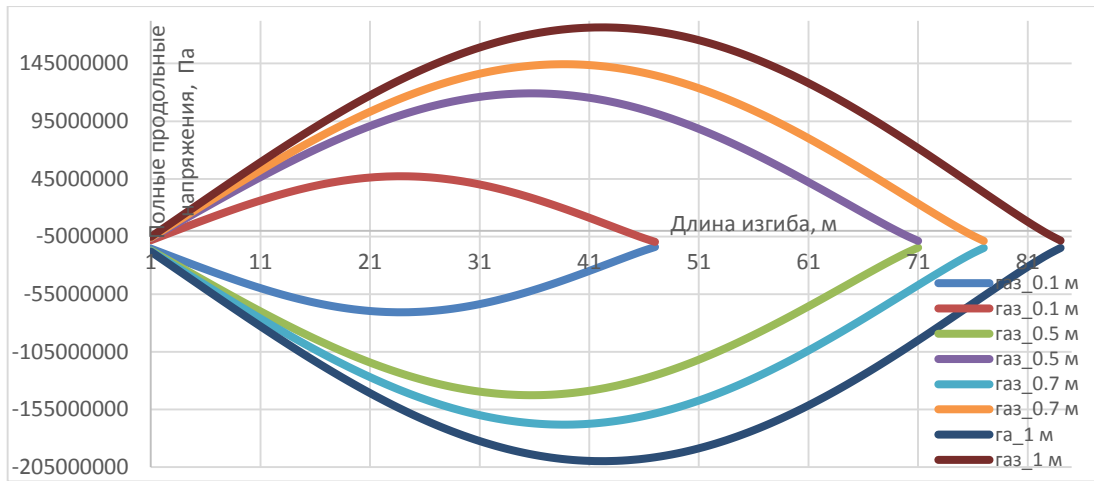


Рисунок 15 – Графики зависимости полных продольных напряжений $\sigma_{пр}^H$ и $\sigma_{пр}^B$ газопровода при высоте перекрывающего слоя грунта 2,25 м для различных высот бугров пучения грунта h_f

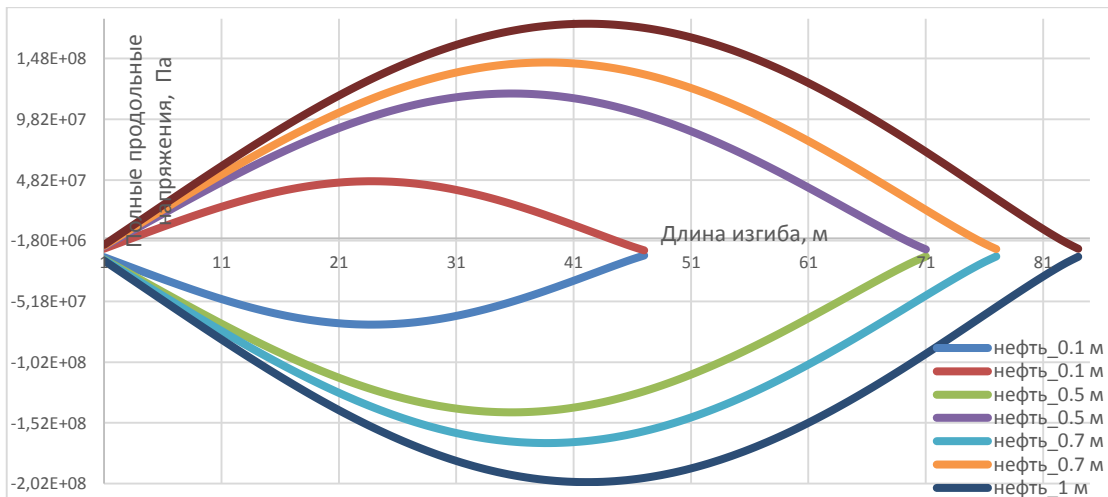


Рисунок 16 – Графики зависимости полных продольных напряжений $\sigma_{пр}^H$ и $\sigma_{пр}^B$ нефтепровода при высоте перекрывающего слоя грунта 2,25 м для различных высот бугров пучения грунта h_f

Таблица 4 – Расчетные максимальные механические напряжения в стенке трубопровода

Перекрывающий слой грунта, м	Высота бугра пучения h_f , м	Перекачиваемый продукт	Кольцевое напряжение $\sigma_{кц}$, МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{экв}$, МПа	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{пр}$, МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{экв}$, МПа
2,25	0,1	газ	254,57	-71.3298	234.402	47.6742	296.74
	0,5			-143.931	220.579	120.276	349.521
	1			-201.848	226.268	178.192	396.151
2,25	0,1	нефть	254,57	-70.9136	234.543	47.2581	296.462
	0,5			-143.017	220.61	119.361	348.812
	1			-200.487	225.966	176.832	395.021
3	0,1	газ	254,57	-70.7774	234.59	47.1218	296.371
	0,5			-142.717	220.621	119.062	348.58
	1			-200.042	225.869	176.387	394.652

Перекрывающий слой грунта, м	Высота бугра пучения h_f , м	Перекачиваемый продукт	Кольцевое напряжение $\sigma_{\text{кл}}$, МПа	Продольное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{пр}}$, МПа	Эквивалентное напряжение по нижней образующей $\sigma_{\text{экв}}$, МПа	Продольное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{пр}}$, МПа	Эквивалентное напряжение по верхней образующей $\sigma_{\text{экв}}$, МПа
3	0,1	нефть	254,57	-70.4488	234.702	46.7932	296.151
	0,5			-141.995	220.649	118.34	348.021
	1			-198.969	225.638	175.314	393.763

Далее была проведена оценка точности инженерных методов. Построенная в ANSYS Mechanical Release 15.0 конечно-элементная модель трубопровода предварительно сопоставлена с данными измерений плано-высотного положения сухопутного трубопровода из открытых источников: отклонение экспериментально полученных значений перемещения центрального сечения трубопровода от значений, полученных численно, не превышало 5 %, что свидетельствует о достаточной точности вычислений, необходимой для проведения инженерных расчетов. После этого конечно-элементная модель трубопровода была использована для определения эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{ЭКВ}}^{\text{чис}}$ и относительной погрешности согласно (20). В таблице 5 приведены результаты расчетов эквивалентных напряжений для газопровода с перекрывающим слоем грунта 2,25 м.

Таблица 5 – Сравнение решений по разным программам

Высота бугра пучения h_f , м	Расчетные эквивалентные напряжения, МПа		Относительная погрешность Δ
	с использованием аналитических выражений	с применением программы Ansys Mechanical	
0,3	327.986	294.85	0.101
0,5	349.521	320.44	0.083
1	396.151	430.79	0.087

Согласно таблице 5 относительная погрешность вычислений не превышает 10 %, что является приемлемым значением для инженерных расчетов оценки НДС морских трубопроводов на стадии предпроектных разработок с минимальными временными затратами.

В пятой главе изложены результаты разработки аналитических методов обнаружения мест возможных утечек в морском трубопроводе. Длительный срок эксплуатации и повышенные требования к экологической безопасности морских трубопроводов, проложенных в условиях арктического шельфа, ставят в ряд

важнейших задач вопросы обеспечение надежной и безотказной их работы, предупреждение и снижение количества аварийных ситуаций, разработка эффективных методов ликвидации их последствий. Важность обнаружения и определения мест повреждения морских трубопроводов обусловлена: значительными загрязнениями поверхности суши и водной среды; крупными затратами на производство ремонтных работ и ликвидацию последствий утечек углеводородов. Эти причины выдвигают высокие требования к системам обнаружения утечек для различных условий эксплуатации: оперативность (быстродействие); высокая чувствительность; точность определения локализации утечки; надежность и достоверность автоматического обнаружения в режиме online; отсутствие воздействия помех на режимы обнаружения; экономичность.

В основе представленного в диссертации метода обнаружения утечек лежат протекающие при их образовании физические процессы. Поскольку в процессе истечения через отверстие происходит вынос некоторой массы и количества движения жидкой среды, то, согласно законам сохранения, изменяется масса и количество движения жидкой среды, оставшейся внутри трубопровода. Эти изменения приводят к тому, что вниз и вверх по потоку начнут распространяться волны разрежения, которые воспринимаются датчиками, установленными на концах трубопровода. Характеристики волн разрежения – их форма, амплитуда – существенно зависят от размера и скорости роста размера отверстия, коэффициента поглощения волны при распространении в жидкой среде, расстояния отверстия до датчиков, разности давлений внутри и вне трубопровода, а также других факторов. Определение характеристик волн разрежения является сложной теоретической задачей, решение которой к настоящему времени разработано весьма слабо. С другой стороны, состояние нестационарного потока, по которому распространяется возмущение, до и после появления утечек различны. Поэтому для разработки метода контроля состояния трубопровода необходимо иметь теоретические модели как основного потока, так и потока после образования и распространении волн разрежения внутри трубопровода.

Течение в трубопроводах можно в полной мере описать, если известны давление, скорость потока, плотность и температура жидкой среды, получаемые из решения системы дифференциальных уравнений движения, неразрывности, энергии и состояния. В ряде случаев, когда температура жидкой среды близка к температуре окружающей среды, можно пренебречь уравнением энергии, т.е. считать движение изотермическим. В этом случае имеем уравнение движения:

$$\frac{\partial M}{\partial t} + \frac{\partial J}{\partial x} = -S \frac{\partial p}{\partial x} - \tau \chi - \rho g S \sin \alpha, \quad (29)$$

а уравнение неразрывности, представляющее собой баланс массы, втекающей и вытекающей в элемент dx , определяется как:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho S) + \frac{\partial M}{\partial x} = 0. \quad (30)$$

где ρ – плотность жидкой среды; t – время; g – ускорение свободного падения; α – угол возвышения оси элемента трубы над горизонтом; S – площадь поперечного сечения; τ – проекция касательного напряжения на ось x (в направлении потока), средняя по смоченному периметру; χ – смоченный периметр; $M = \int_S \rho u dS$ – массовый расход; $J = \int_S \rho u^2 dS = (1 + \beta) S \rho w^2 = (1 + \beta) M w$ – проекция количества движения массы M на ось x ; $\tau = \frac{\lambda}{8} \rho w^2$, где λ – коэффициент сопротивления в формуле для потери напора на трение в трубопроводе; w – средняя в сечении скорость; β – поправка Кориолиса на неравномерное распределение скоростей в выражении количества движения потока через среднюю скорость и среднюю в сечении плотность. При установившемся движении в турбулентном потоке для обычного распределения скоростей $\beta \approx 0$, при параболическом распределении – $\beta = \frac{1}{3}$. При неустановившемся движении β будет величиной переменной, зависящей от характера распределения скоростей в сечении трубы. Величину и порядок λ всегда можно установить, зная шероховатость внутренней поверхности трубы и режим течения.

Уравнения движения (29) и неразрывности (30) можно представить в виде системы уравнений с учетом деления обеих частей на S :

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\lambda}{8\delta}\rho w^2 + \rho g \sin\alpha + \frac{\partial}{\partial x}((1 + \beta)\rho w^2) \\ -\frac{1}{c^2}\frac{\partial p}{\partial t} &= \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} \end{aligned} \right\}, \quad (31)$$

где δ – гидравлический радиус, учитывающий величину и форму сечения потока и равный отношению площади потока к смоченному периметру; c – скорость звука в жидкой среде. Уравнения (31) представляют собой два дифференциальных уравнения первого порядка в частных производных гиперболического типа, в общем случае нелинейных. При движении жидкой среды в длинных трубопроводах, как правило, оказывается возможным пренебречь изменением давления, соответствующим изменению скоростного напора. Поскольку изменение скоростного напора вследствие сжимаемости жидкой среды практически ничтожно, слагаемым $\frac{\partial}{\partial x}((1 + \beta)\rho w^2)$ можно пренебречь. Слагаемое $\rho g \sin\alpha$ в первом уравнении (31) является величиной постоянной и при неустановившемся движении в трубопроводе оно будет давать только постоянную составляющую: им также можно будет пренебречь. Поскольку коэффициент сопротивления λ – функция режима течения и, тем самым числа Рейнольдса, то слагаемое $\frac{\lambda}{8\delta}\rho w^2$ является существенно нелинейным. Воспользовавшись методом линеаризации, можно принять, что слагаемое $\frac{\lambda}{8\delta}\rho w^2$ постоянно и равно среднему значению по длине трубопровода и времени:

$$\frac{\lambda w}{8\delta} \approx \left(\frac{\lambda w}{8\delta}\right)_{\text{ср}} = 2a = \text{const}. \quad (32)$$

Тогда систему уравнений (31) можно переписать в виде так называемых телеграфных уравнений

$$\left. \begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + 2a\rho w \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= c^2 \frac{\partial(\rho w)}{\partial x} \end{aligned} \right\}. \quad (33)$$

Далее была рассмотрена задача о неустановившемся движении в трубопроводах, решение которой сводится к интегрированию телеграфных уравнений (33) для жидкой среды при определенных граничных условиях, которые, естественно, зависят от характера возмущений на границах. Решение системы уравнений (33) находится при начальных и граничных условиях

при $t \leq 0$ $w(x, t) = f_1(x) = 0$, $p(x, t) = f_2(x) = 0$,

где $f(t)$, $\varphi(t)$ – произвольные функции времени, равные нулю при $t \leq 0$.

В трубопроводе в начальный момент времени давление и скорость равны нулю, а при $t > 0$ на $x = 0$ происходит изменение либо давления, либо скорости:

$$\begin{aligned} \text{при } t > 0 \quad \text{и} \quad x = 0 \quad p(0, t) = \varphi(t) & \quad \text{случай А;} \\ \text{при } t > 0 \quad \text{и} \quad x = 0 \quad w(0, t) = \psi(t) & \quad \text{случай В.} \end{aligned}$$

Автором была получена система уравнений, позволяющая описать течение жидкой среды в трубопроводе и создать его теоретические модели как в нормальных условиях, так и при появлении в нем утечки после образования отверстия и распространения волн разрежения в соответствии с критериями А и В, определяющими их тип; в частном случае, когда в начале трубопровода задан скачок скорости или давления, то есть

$$\varphi(t) = \begin{cases} 0, & t < 0 \\ p_0, & t \geq 0 \end{cases} \quad \text{или} \quad \psi(t) = \begin{cases} 0, & t < 0 \\ u_0, & t \geq 0 \end{cases} \quad (34)$$

тогда:

$$\text{в случае А} \quad \left. \begin{aligned} p(x, t) &= \begin{cases} 0, & 0 \leq t < \frac{x}{c}, \\ p_0 e^{-a\frac{x}{c}} + a\frac{x}{c} p_0 \int_{\frac{x}{c}}^t e^{-a\tau} \frac{I_1\left(a\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}\right)}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}} d\tau, & t \geq \frac{x}{c}, \end{cases} \\ \rho c w(x, t) &= \begin{cases} 0, & 0 \leq t < \frac{x}{c}, \\ p_0 e^{-at} + I_0\left(a\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}\right), & t \geq \frac{x}{c}, \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (35)$$

$$\text{в случае В} \quad \left. \begin{aligned} p(x, t) &= \begin{cases} 0, & 0 \leq t < \frac{x}{c}, \\ w_0 e^{-a\frac{x}{c}} + a w_0 \int_{\frac{x}{c}}^t e^{-a\tau} \left[\frac{I_1\left(a\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}\right)}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}} + I_0\left(a\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}\right) \right] d\tau, & t \geq \frac{x}{c}, \end{cases} \\ w(x, t) &= \frac{1}{\rho c} \begin{cases} 0, & 0 \leq t < \frac{x}{c}, \\ w_0 e^{-a\frac{x}{c}} + a\frac{x}{c} w_0 \int_{\frac{x}{c}}^t e^{-a\tau} \frac{I_1\left(a\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}\right)}{\sqrt{\tau^2 - \left(\frac{x}{c}\right)^2}} d\tau, & t \geq \frac{x}{c}, \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (36)$$

где I_0 , I_1 – функции Бесселя нулевого и первого порядков первого рода от мнимого аргумента.

Далее было рассмотрено решение важной для транспортировки продуктов по морским трубопроводам задачи, связанной с закрытием/открытием элементов

запорно-регулирующей арматуры и заполнением танков при танкерном транспорте углеводородов, поскольку одной из основных причин возникновения гидроударных явлений является именно этот фактор. Процесс закрытия/открытия задвижек по физической сути соответствует образованию утечки в трубопроводе. В случае ошибки оператора отличить утечку от открытой задвижки возможно по месту последней согласно расчетной схеме прокладки трубопровода. Поскольку масса жидкой среды, заключенная в объеме отверстия, мала, то будут малы и инерционные силы, действующие на эту массу, поэтому силы давления будут уравниваться исключительно силами трения. Это означает, что для исследования течения в отверстии можно использовать квазистационарный подход, когда характеристики сопротивлений, установленные для стационарных движений, сохраняются и для нестационарных потоков. Осредненная по сечению скорость в отверстии w и величина утечки Q существенно зависят от полуширины отверстия a . При рассмотрении гидродинамического излучения отверстия для упрощения математической модели реальное отверстие заменяется круговым сечением с диаметром $D_э$, так как задача излучения звука щелью, расположенной на цилиндрической стенке трубопровода, приводит к сложным для анализа выражениям. Причем на расстояниях, сравнимых с $D_э$, жидкую среду можно считать несжимаемой, поэтому взамен уходящего потока $Q(t)$ через полусферическую поверхность будет втекать равный ему поток жидкой среды. Были получены формулы, полностью определяющие состояние потока внутри трубопровода в месте утечки: волну давления и волну скорости, распространение которых приводит к принципиально разным результатам.

Условия, при которых будут существовать либо обе волны, либо какая-то одна из них, определяются следующим образом. Пусть утечка Q образовалась за время τ . Тогда к месту измерения, расположенному на расстоянии x от отверстия, с запаздыванием на $\frac{x}{c}$ придет головная волна давления:

$$p_1^* = -\frac{\sqrt{2}}{\pi D} \rho Q \tau e^{-\frac{ax}{c}} . \quad (37)$$

Одновременно с волной давления в ту же точку придет и головная волна скорости:

$$w_1^* = -\frac{4Q}{\pi D^2} e^{-\frac{ax}{c}}. \quad (38)$$

На датчик давления, в соответствии с известным законом Жуковского $p = \rho \cdot c \cdot w$, будет оказано давление

$$p_2^* = -\frac{4\rho c Q}{\pi D^2} e^{-\frac{ax}{c}}. \quad (39)$$

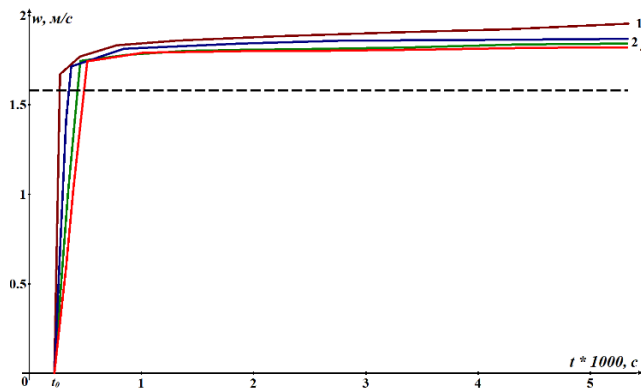
Отношение $\frac{p_1^*}{p_2^*}$ показывает, какой из параметров оказывает большее воздействие на величину утечки: так, при условии $\tau > 3,54 \cdot 10^{-2} \frac{D}{c}$ можно говорить, что появление утечки сопровождается формированием волны скорости, при $\tau < 3,54 \frac{D}{c}$ формируется волна давления, а при условии $0,1 < \frac{\sqrt{2}}{4} \cdot \frac{D}{\tau \cdot c} < 10$ необходимо учитывать обе волны. Полагая, что коэффициенты, входящие в уравнения, описывающие поток в трубопроводе, известны, измеряя в реальном масштабе времени скорость и давление в разных точках трубопровода, и пользуясь вышеприведенными зависимостями, можно смоделировать течение перекачиваемого продукта в трубопроводе. На основе расчетных соотношений диссертантом был разработан программный комплекс для моделирования потока перекачиваемой среды в морском трубопроводе при образовании в нем утечки.

Были исследованы свойства характеристик потока нефти в трубопроводе при образовании волны скорости в сечении $x = 0$: скорость потока в начале трубопровода (в сечении $x = 0$) изменяется по линейному закону $w = k \cdot t$, где k – константа, определяемая в начале открытия задвижки условия $w_m = k \cdot t_k$. Спустя время t_k с момента открытия задвижки скорость достигает постоянного значения $w = w_m$, т.е. изменение скорости в сечении $x = 0$ можно представить следующим образом:

$$w(0, t) = \begin{cases} kt, & t > 0 \\ w_m, & t \geq t_k. \end{cases} \quad (40)$$

Были определены значения скорости потока в зависимости от времени для различных значений k (рисунок 17). На границах скорость начинает изменяться не

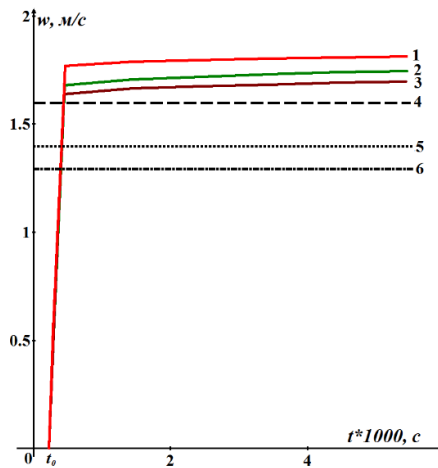
с момента $t = 0$, а спустя $t_0 = \frac{l}{c}$. В интервале времени $t_0 \leq t < t_0 + t_k$ изменение скорости происходит по линейному закону. В момент $t = t_0 + t_k$ достигается значение скорости, близкое к $w_m e^{-\frac{al}{c}}$. Чем медленнее открывается задвижка, тем больше отличается скорость потока от головного значения волны. В последующие моменты времени скорость растет во всех случаях, но никогда не достигает значения w_m , причем чем больше k , тем большее значение скорости может быть достигнуто.



1 – $k=1/30$ м/с²; 2 – $k=1/90$ м/с²; 3 – $k=1/60$ м/с²; 4 – $k=1/150$ м/с²; - - - - -
головное значение волны скорости; $a=0,0156$ 1/с; $1/c=14$ с; $w_m=2$ м/с

Рисунок 17 – Зависимость скорости потока от времени на открытом конце трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x = 0$

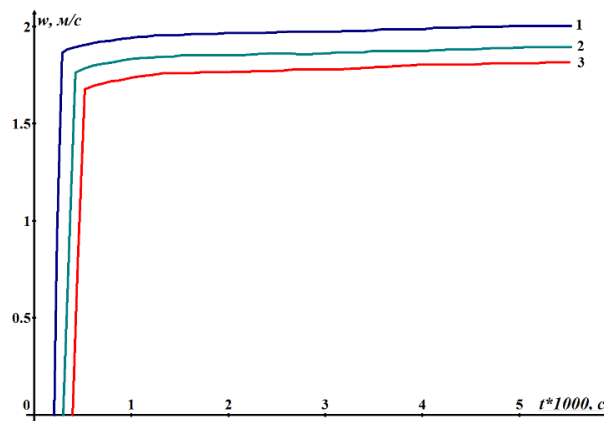
Затем были определены значения скорости потока в зависимости от времени для различных значений коэффициентов поглощения a (рисунок 18): амплитуда скорости потока во всех случаях выше всех соответствующих головных значений, причем, чем больше значение a , тем меньше головное значение скорости и эта разница тем больше, чем больше коэффициент поглощения. На ускорение потока коэффициент поглощения a не оказывает влияния, а воздействует лишь на амплитудные значения скорости: чем больше a , тем меньше скорость.



1 – $a=0,0156$ 1/с; 2 – $a=0,0249$ 1/с; 3 – $a=0,0308$ 1/с; 4 – головное значение волны для $a=0,0156$ 1/с; 5 – $a=0,0249$ 1/с; 6 – $a=0,0308$ 1/с; $k=1/150$ м/с²; $w_m=2$ м/с

Рисунок 18 – Зависимость скорости потока от времени на открытом конце трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x=0$ для различных коэффициентов поглощения

Исследование зависимости скорости потока от различных сечений трубопровода показало, что время t_0 , за которое волна достигает определенного сечения по длине трубопровода, растет с ростом x ; ускорение потока от x не зависит; значения скоростей потока больше в сечениях трубопровода, наиболее близко расположенных к $x=0$, что объясняется меньшим влиянием поглощающего действия стенок (рисунок 19).

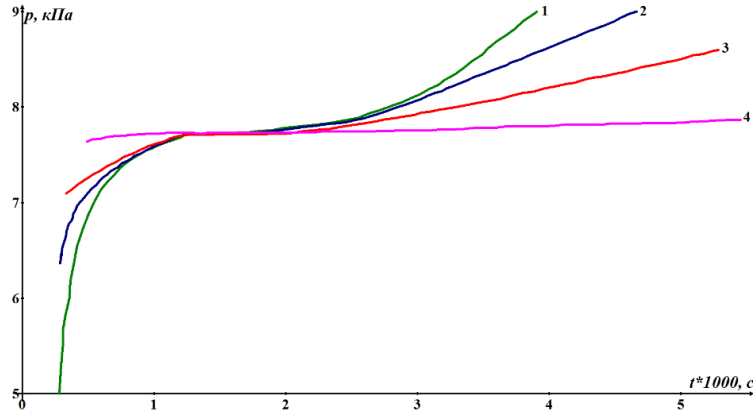


1 – $x/c=3,5$ с; 2 – $x/c=7$ с; 3 – $x/c=10,5$ с; $a=0,0308$ 1/с; $k=1/60$ м/с²; $w_m=2$ м/с

Рисунок 19 – Зависимость скорости потока от времени при линейном законе изменения скорости в сечении $x=0$ для различных времен x/c

Исследования другой характеристики потока – давления – проходили следующим образом: определялась зависимость давления потока в начале трубопровода от различных значений k (рисунок 20). Выяснилось, что за

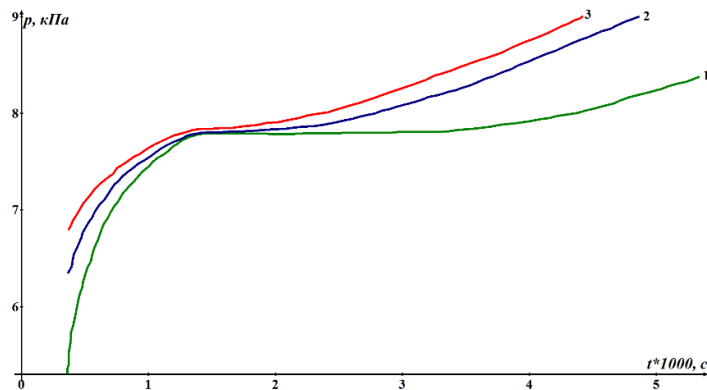
промежуток времени $t < t_k$ рост давления происходит по линейному закону и в момент $t = t_k$ давление достигает значений, намного превышающих значение $p = \rho c w$; чем меньше значение k , тем больших значений достигает давление к моменту $t = t_k$.



1 – $k=1/30$ м/с²; 2 – $k=1/60$ м/с²; 3 – $k=1/90$ м/с²; 4 – $k=1/150$ м/с²;
 $a=0,0249$ 1/с; $w_m=2$ м/с

Рисунок 20 – Зависимость давления потока от времени в начале трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x = 0$

Исследования зависимости давления в начале трубопровода (сечение $x = 0$) от времени для различных значений коэффициента поглощения a показали, что скорость изменения давления тем больше, чем больше a (рисунок 21).



1 – $a=0,0156$ 1/с; 2 – $a=0,0249$ 1/с; 3 – $a=0,0308$ 1/с; $k=1/60$ м/с²; $w_m=2$ м/с

Рисунок 21 – Зависимость давления потока от времени в начале трубопровода при линейном законе изменения скорости в сечении $x = 0$ для различных коэффициентов поглощения a

Поставленная задача по моделированию потока в морском трубопроводе при открытии задвижек была решена на основе уравнений волн разрежения скорости и давления в соответствии с критериями, определяющими их тип.

В шестой главе произведена оценка экономического ущерба при разгерметизации морского трубопровода в зависимости от перекачиваемого продукта на фоне существенной неопределенности исходных данных, обусловленных вероятностным характером природных процессов и явлений, происходящих в транзитной зоне арктического шельфа. Был оценен максимально возможный ущерб от гипотетической аварии трубопроводов на нескольких условных примерах. Наиболее опасным сценарием аварийной ситуации следует считать разгерметизацию морского трубопровода. Расчеты проводились для двух перекачиваемых сред: нефти и газа. Было определено, что максимально возможный ущерб от аварии будет определяться с учетом стоимости ремонтно-восстановительных работ, экологических штрафов за выбросы и стоимости недопоставки транспортируемых углеводородов из-за невозможности проведения ремонтно-восстановительных работ. Стоимость ремонтно-восстановительных работ может быть оценена как сумма стоимости работ по демонтажу разрушенных труб, а также работ по расчистке и подготовке зоны разрушений; стоимости труб, оборудования и материалов, необходимых для замены вышедших из строя; стоимости строительно-монтажных и пуско-наладочных работ.

Было определено, что стоимость работ по ликвидации аварийной ситуации на газо- или нефтепроводе сопоставима со стоимостью их строительства (для газопровода – 84,3 %, для нефтепровода – 116 % за примерное время проведения ремонта с учетом мобилизации/демобилизации судов, составляющее 0,5 месяца).

Далее были произведены расчеты стоимости компенсационных мероприятий, препятствующих наступлению аварийной ситуации на морском газо- и нефтепроводе, к которым могут быть отнесены: увеличение толщины стенки металлической части газо- или нефтепровода, увеличение толщины стенки их обетонированной части, увеличение перекрывающего слоя грунта над их верхней образующей, возможно также применение анкерных систем различного типа. Поскольку количество привлекаемых машин, оборудования, плавсредств и технического персонала как для строительства без учета компенсационных мероприятий, так и вместе с ними, остается одним и тем же, и приобретения новой

техники не требуется, то рассматривалась только стоимость обосновывающих материалов. Суммарные эксплуатационные затраты, учитывающие одновременное применение компенсационных мероприятий, включающих увеличение толщины стенки металлической части трубопровода на 5 мм, увеличение толщины обетонированной части трубопровода на 40 мм и увеличение перекрывающего слоя грунта над верхней образующей трубопровода на 1 м, составляют не более 15 % от стоимости строительных работ.

Затраты на ремонтные работы по ликвидации аварийной ситуации на трубопроводах в Печорском и Карском морях составляют от 38 % (месторождение Варандей-море) и 99,6 % (Нярмейское месторождение). В случае применения компенсационных мероприятий их суммарная стоимость составляет 11,9 % (месторождение Варандей-море) и 16,76 % (Нярмейское месторождение) (таблица 6).

Таблица 6 – Относительное изменение базовой стоимости строительных работ с учетом компенсационных мероприятий

Наименование месторождений	Характеристики трубопровода	Относительное изменение базовой стоимости строительных работ с учетом компенсационных мероприятий на 1 км, %		
		Увеличение толщины стенки металлической части трубопровода	Увеличение толщины обетонированной части трубопровода	Увеличение перекрывающего слоя грунта над верхней образующей трубопровода
Варандей-море ¹	перекачиваемая среда нефть, диаметр – 6", толщина стенки – 7,11 мм	0,1	3,13	8,6
Нярмейское ²	перекачиваемая среда – газ, диаметр – 46", толщина стенки – 25,4 мм	0,46	4,8	11,5

Примечание:
 1 – Увеличение толщины стенки металлической части трубопровода на 2,5 мм, увеличение толщины обетонированной части трубопровода на 20 мм и увеличение перекрывающего слоя грунта над верхней образующей трубопровода на 1 м.
 2 – Увеличение толщины стенки металлической части трубопровода на 5 мм, увеличение толщины обетонированной части трубопровода на 40 мм и увеличение перекрывающего слоя грунта над верхней образующей трубопровода на 1 м.

На основе результатов проведенной оценки экономического ущерба при разгерметизации морского трубопровода показано, что для повышения его безопасности и минимизации ущерба в условиях недостаточности полученной в результате инженерно-геологических изысканий информации на стадиях

технологических схем разработки и обоснований инвестиций следует применять разработанные методы, позволяющие оптимизировать технические решения, влияющие на масштабы возможных аварий.

В заключении сформулированы основные научные и практические результаты, полученные при выполнении данной диссертационной работы.

Основные выводы и рекомендации

1. На основе анализа современного состояния проектирования, строительства и эксплуатации морских трубопроводов, а также методов оценки их НДС показано, что при недостаточности полученной в результате инженерно-геологических изысканий информации на стадиях технологических схем разработки и обоснований инвестиций, необходимо разработать методы, обеспечивающие работоспособность морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа.
2. Разработан программный комплекс, позволяющий проводить оценку условий потери общей устойчивости в продольном направлении морского трубопровода в вертикальной плоскости и определять необходимую величину его заглубления в морское дно для предотвращения этого явления.
3. Установлено, что предложенный метод оценки условий потери общей устойчивости в продольном направлении морского трубопровода в вертикальной плоскости с оценкой требуемой глубины его заложения может применяться в практическом проектировании и стать основой для разработки нормативных документов.
4. Разработан метод оценки устойчивости положения морского трубопровода (против всплытия). Сформулированы рекомендации по применению коэффициента надежности устойчивого положения морского трубопровода против всплытия $k_{н.в}$ при проектировании морских трубопроводов.
5. Разработан метод оценки напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов, учитывающий их тепловое и силовое взаимодействие с СММП, который позволяет получить:
 - аналитические и графические зависимости прогиба морского трубопровода, продольных и эквивалентных напряжений в его стенке при протаивании и

морозном пучении СММП с достаточной для инженерных расчетов точностью, минимальными временными затратами и широкой доступностью для инженерных работников без достаточного опыта работы и высокой квалификации;

- сравнение предельных напряжений с эквивалентным напряжением;
- диапазоны температур, вызывающие недопустимые механические напряжения в стенке трубопровода при протаивании СММП.

6. На основе метода оценки напряженно-деформированного состояния морских трубопроводов разработаны программные комплексы, которые могут быть применены для проведения количественной оценки влияния процессов промерзания и протаивания СММП на устойчивость морских трубопроводов.

7. Теоретически обоснованы аналитические зависимости, описывающие переходные гидродинамические процессы после образования утечки в морском трубопроводе, позволяющие:

- исследовать влияние на характеристики потока (скорость и давление) длины морского трубопровода, свойств перекачиваемой среды и времени выхода скорости утечки на стационарный уровень;
- провести моделирование потока на основе уравнений волн разрежения скорости и давления в соответствии с критериями, определяющими их тип при закрытии/открытии запорно-регулирующей арматуры.

8. На основе аналитического метода оперативной дистанционной оценки мест образования утечки в морском трубопроводе разработан программный комплекс, предназначенный для моделирования потока перекачиваемой среды в морском трубопроводе при образовании в нем утечки на основе уравнений волн разрежения скорости и давления и определения свойств характеристик (скорости и давления) потока перекачиваемой среды в морском трубопроводе в зависимости от различных параметров потока.

9. На основе результатов проведенной оценки экономического ущерба при разгерметизации морского нефтегазопровода показано, что для повышения его безопасности и минимизации ущерба в условиях недостаточности полученной в результате инженерно-геологических изысканий информации на стадиях технологических схем разработки и обоснований инвестиций следует применять

разработанные методы, позволяющие оптимизировать технические решения, влияющие на масштабы возможных аварий.

Список публикаций, отражающих основное содержание работы диссертации

Статьи в периодических изданиях, включенных в одну из международных реферативных баз данных Web of Science, Scopus и Springer:

1. Mansurov, M. N. Influence assessment of suspension particles of the dispersed near-bottom ground on subsea pipelines stability on the continental shelf / M. N. Mansurov, T. I. Lapteva // Proc. of the Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, AEE 2013, Moscow, 15 – 17 October. – SPE, 2013. – V. 3. – 2013. – P. 2167–2184. # DOI: 10.2118/166939-MS.
2. Mansurov, M.N. Experience of designing offshore pipelines during development of arctic offshore fields / M. N. Mansurov, T. I. Lapteva // Proc. of the Arctic Technology Conference, OTC 2012, Houston, Texas, USA, 3 – 5 December. – SPE, 2012. – V. 1 – 2012. – P. 130–137. # DOI: 10.4043/23720-MS.
3. Mansurov, M.N. Experience of designing offshore pipelines during development of arctic offshore fields / M. N. Mansurov, T. I. Lapteva, V. Y. Velikodnev, A. B. Skrepnyuk // Proc. of the Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, AEE 2011. – SPE, 2011. – V.2 – P. 992–1006. # DOI: 10.2118/149937-MS.
4. Lapteva, T. I. Modeling of stressedly-deformed state of permanent clutch coupling of composite metal-plastic pipes / T. I. Lapteva, D. H. Chumarin, V. M. Ajduganov, A. V. Slyusarenko // Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry. – 2009. – № 3. – P. 79–81.

Статьи в изданиях, которые считаются включенными в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций:

1. Лаптева, Т. И. Повышение безопасной эксплуатации морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктического шельфа / Т. И. Лаптева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 5. – С. 63–65.
2. Лаптева, Т. И. Эксплуатационная надёжность морских трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях континентального шельфа России / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, М. В. Шабарчина, С. Д. Ким, Л.А. Копаева // Безопасность труда в промышленности. – 2018. – № 1. – С. 30–34.

3. Мансуров, М. Н. Эксплуатационная надежность морских трубопроводов в транзитной зоне арктического шельфа / М. Н. Мансуров, Т. И. Лаптева, Б. А. Никитин // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2017. – № 5. – С. 12–20.
4. Лаптева, Т. И. Моделирование переходных процессов, происходящих в морском трубопроводе при перекачке углеводородов / Т. И. Лаптева // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 4 (50). – С. 62–66.
5. Лаптева, Т. И. Силовое взаимодействие морских трубопроводов с промерзающими многолетнемерзлыми породами в прибрежной зоне шельфа / Т. И. Лаптева // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7 (53). – С. 72–75.
6. Лаптева, Т. И. Прочность и устойчивость морских трубопроводов при наличии многолетнемерзлых пород на участках берегового примыкания / Т. И. Лаптева // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7 (53). С. 76–79.
7. Мансуров, М. Н. Эксплуатационная надежность морских трубопроводов: учет влияния взвешенных частиц диспергированного придонного грунта / М. Н. Мансуров, Т. И. Лаптева // Газовая промышленность. – 2014. – № 8 (70). – С. 38–43.
8. Мансуров, М. Н. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении арктического шельфа / М. Н. Мансуров, Т. И. Лаптева // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 6. – С. 72–80.
9. Мансуров, М. Н. Опыт проектирования подводных трубопроводов при освоении акваторий арктического шельфа / М. Н. Мансуров, Т. И. Лаптева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 3. – С. 16–22.
10. Лаптева, Т. И. Сравнительный анализ методов оценки устойчивости морских и сухопутных трубопроводов / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 37–40.
11. Лаптева, Т. И. О методах расчета вертикального выпучивания морских трубопроводов / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров // Наука и техника в газовой промышленности. – 2007. – № 4. – С. 89–97.

Свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ:

1. Лаптева, Т.И. Определение величины заглубления морского трубопровода / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, Л. А. Копаева. – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018616805 от 06.06.2018.

2. Лаптева, Т.И. Определение НДС стенки морского трубопровода при морозном пучении грунта / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, Л. А. Копаева. – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018619808 от 13.08.2018.
3. Лаптева, Т.И. Определение свойств характеристик потока при образовании утечки в морском трубопроводе / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, Л. А. Копаева. – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018619809 от 13.08.2018.
4. Лаптева, Т.И. Оценка НДС морского трубопровода при оттаивании мерзлых грунтов. / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, Л. А. Копаева. – Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018619810 от 13.08.2018.

Монографии

1. Лаптева, Т. И. Методы приближения функций в решении задач нефтегазового дела / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров. – М.: Газпром ВНИИГАЗ. – 2011. – 286 с.

Нормативные документы, разработанные с участием соискателя

1. Проектирование, строительство и эксплуатация подводных добычных систем: СТО Газпром 2-3.7-576-2011. – М.: Газпром экспо, 2012. – 274 с.
2. Техническое диагностирование морских подводных трубопроводов: Р Газпром 2-3.7-936-2015. – М.: Газпром экспо, 2015. – 36 с.
3. Защита подводных трубопроводов от ледово-эксаразионных процессов в прибрежной зоне на шельфе острова Сахалин: Р Газпром 2-3.7-1146-2018. – М.: Газпром экспо, 2018. – 44 с.

Статьи в других изданиях:

1. Лаптева, Т. И. Морские трубопроводы в транзитной зоне арктического шельфа. Обеспечение работоспособности / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, М.В. Шабарчина, Л.А. Копаева // Oil&Gaz Россия. – 2018. – № 9. – С. 78 – 84.
2. Мансуров, М. Н. Влияние донных наносов и дампинга грунта на устойчивость морских подводных трубопроводов / М. Н. Мансуров, Т.И. Лаптева, Л.А. Копаева // Вести газовой науки. – 2013. – № 3 (14). – С. 119–124.
3. Лаптева, Т. И. Устойчивость морских трубопроводов, находящихся в донных грунтах, подверженных явлению разжижения / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров, Д. Х. Чумарин, Л. А. Копаева // Газовая промышленность. – 2011. – № S (661). – С. 98–101.

4. Лаптева, Т. И. Обнаружение утечек при неустановившемся течении в трубах [Электронный ресурс] / Т. И. Лаптева, М. Н. Мансуров // Нефтегазовое дело (электрон. науч. журн.). – Уфа, 2006. – № 2. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lapteva/Lapteva_1.pdf –15 с.
5. Айдуганов, В. М Опыт строительства и эксплуатации трубопроводов из металлопластмассовых труб [Электронный ресурс] / В. М. Айдуганов, Л. И. Волкова, Т. И. Лаптева // Нефтегазовое дело (электрон. науч. журн.). – Уфа, 2006. – № 1. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Ajduganov/Ajduganov_1.pdf. – 6 с.
6. Лаптева, Т. И. Моделирование процессов образования и обнаружения утечек в трубопроводах [Электронный ресурс] / Т. И. Лаптева // Нефтегазовое дело (электрон. науч. журн.). – Уфа, 2006. – № 2. – URL:http://www.ogbus.ru/authors/Lapteva/Lapteva_2.pdf – 12 с.
7. Мансуров, М. Н. Влияние слабых грунтов на устойчивость морских трубопроводов / М. Н. Мансуров, Т. И. Лаптева, С. Д. Ким, Д. Х. Чумарин, Л.А. Копаева // Oil&Gaz Россия. – 2011. – № 8. – С. 60–63.
8. Новиков, А. И. Морские трубопроводы в транзитной зоне. Методы защиты от ледово-эксарацционных воздействий / А. И. Новиков, Т. И. Лаптева, Л. А. Копаева, А. Бохан // Offshore Russia. – 2017 г. – № 4 (18) – С. 62–67.

Подписано к печати « » 2019 г.

Заказ №

Тираж 120 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область,

Ленинский район,

сельское поселение Развилковское, пос. Развилка,

Проектируемый проезд № 5537, владение 15, строение 1,

ООО «Газпром ВНИИГАЗ».